



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Titulación:

MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES:
GENERACIÓN ELÉCTRICA

Título del TFM:

“EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA DE LOS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LAS
NUEVAS NORMATIVAS Y CÓDIGOS DE RED”

Alumno: Atarratze Rota Villanueva

Tutor: Luis Marroyo Palomo
Javier Marcos Alvarez
Miguel Garcia Solano

Pamplona, 20 Junio 2014

Índice:**Abstract**

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Sistema eléctrico actual	1
1.1.1. Energía eléctrica	1
1.1.2. Sistema eléctrico	1
1.1.3. Fuentes de energía eléctrica	2
1.1.3.1. Renovables	2
1.1.3.2. No renovables	3
1.1.4. Tipos de generación	3
1.1.4.1. Generación centralizada	3
1.1.4.2. Generación distribuida	4
1.1.4.3. Resumen	4
1.1.5. Generación-consumo	5
1.1.6. Necesidad de regulación	6
1.1.6.1. Regulación de tensión	6
1.1.6.2. Regulación de frecuencia	6
1.1.6.3. Resumen	6
1.2. Sistemas FV conectados a red	7
1.2.1. Definición	7
1.2.2. Energía solar fotovoltaica	7
1.2.2.1. Célula fotovoltaica	7
1.2.2.2. Primeras aplicaciones	7
1.2.2.3. Gran potencial	8
1.2.3. Evolución y situación actual	8
1.2.3.1. Evolución 2000-2012	8
1.2.3.1.1. A nivel Mundial	
1.2.3.1.2. A nivel Europeo	
1.2.3.2. Situación actual	1
1.2.3.2.1. Situación actual	1
1.2.3.3. Previsiones futuras	1
1.2.3.3.1. Previsiones futuras	2
1.2.4. Problemática de la generación FV	13
1.2.5. Integración en la red eléctrica	14
1.3. Calidad de suministro	15
1.3.1. ¿Qué es la calidad de suministro eléctrico?	15
1.3.2. Parámetros de calidad de suministro	16
1.3.2.1. Distorsiones de la amplitud de tensión	16
1.3.2.2. Distorsiones de la forma de onda	17
1.3.2.3. Variaciones de frecuencia	18
1.3.2.4. Desequilibrios de tensión	18
1.3.3. Resumen	19

1.4. Problemas actuales	20
1.4.1. Generación centralizada	20
1.4.2. Calidad de la red	20
1.4.3. Falta de almacenamiento	22
1.4.4. Integración en las redes de BT	22
1.4.5. Problemas de las fuentes de EERR	23
2. NORMATIVA	24
2.1. Primeras normativas en la integración de energías renovables en la red	24
2.2. Evolución y situación actual	25
2.3. Requerimientos actuales	26
2.3.1. Regulación de la tensión	26
2.3.2. Control de frecuencia-potencia	27
2.3.3. Comportamiento ante huecos	28
2.3.4. Anti-islanding	29
2.3.5. Calidad de suministro	30
2.4. Variedad normativa	31
2.4.1. Países	31
2.4.2. Comparación Fault-Through-Ride	32
2.5. Armonización Europea	33
2.5.1. CLC/TC8X	34
2.5.2. DER-Lab	34
3. DESARROLLO TECNOLÓGICO	35
3.1. Islanding	36
3.2. Huecos de tensión	40
3.3. Variabilidad del recurso solar	43
3.3.1. Variabilidad del recurso a largo plazo	44
3.3.1.1. Inversor + batería	46
3.3.1.2. Forecasting	47
3.3.2. Variabilidad del recurso a corto plazo	50
3.3.2.1. Ramp-Rate Control	51
3.3.2.1.1. Método 1: sin almacenamiento	52
3.3.2.1.2. Método 2: con almacenamiento	55
3.3.2.1.3. Beacon	58
3.3.2.2. Nowcasting	59
3.4. Distorsión armónica (THD)	61
3.5. No inyección de corriente continua	64
4. CONCLUSIONES	67
5. BIBLIOGRAFÍA	
6. Introducción	

Abstract:

El objeto del TFM es hacer un estudio de las nuevas tecnologías y nuevas propuestas que están surgiendo en la actualidad, con el fin de cumplir y acomodarse de la mejor manera posible a los nuevos requerimientos que se están empezando a exigir en el campo de la integración de los sistemas FV a la red eléctrica.

En los últimos años se ha disparado la penetración de energía de origen renovable en la red eléctrica, sobre todo en las redes de MT y BT. Gran parte de esta penetración de energía distribuida DER (Distributed Energy Resources), ha sido causada por el gran número de sistemas FV de gran escala conectados a la red eléctrica de distribución o transporte. Por todo esto, en muchos países están entrando en rigor unos nuevos requerimientos de interconexión para los sistemas FV conectados a red, que tienen como tarea apoyar la operación y la estabilidad de la red.

Debido al enorme crecimiento de generación distribuida conectada al sistema distribuido, el año 2009 trajo unos cambios fundamentales para los sistemas FV de muchos países Europeos. Las nuevas directivas, ahora requieren que apoyen la red activamente durante un funcionamiento normal, así como en condiciones perturbadas. Esto, está siendo considerado cada vez más necesario para apoyar un amplio desarrollo de las energías renovables, ya que este desarrollo tiene que venir de la mano de la calidad del suministro y de la confianza a medio y largo plazo.

Las distintas normas, requerimientos, leyes y recomendaciones en distintos países, tienen naturalmente diferentes características que se han desarrollado para distintas necesidades y condiciones locales. Por lo tanto, la ausencia de unas especificaciones de interconexión armonizadas es uno de los obstáculos más importantes para el amplio desarrollo de los DERs. El objetivo de hacer frente a esta diversidad ha sido tomado en cuenta por la comunidad investigadora y es también uno de los objetivos clave de varios proyectos europeos.

Esta falta de armonización a nivel Europeo y mundial, es una barrera especialmente importante para los fabricantes de tecnologías y componentes FV, ya que la diversidad de requerimientos en torno a unos mismos temas, impide a la industria FV poder desarrollar productos con validez en una gran zona geográfica. La consecuencia principal de todo esto es un incremento en los costes económicos.

Por todo esto, los fabricantes de componentes FV (como paneles FV, convertidores de potencia...) están en pleno proceso de adaptación de sus productos para que cumplan con las nuevas funciones requeridas por dichas normativas o códigos de red. Esto ha creado una verdadera revolución en el desarrollo de nuevas tecnologías y nuevas propuestas de expertos del sector, que intentaremos analizar de la mejor manera posible en el TFM.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Sistema energético actual

La energía, es una magnitud física que asociamos con la capacidad de producir cambios en los cuerpos. Es una propiedad que tienen todos los cuerpos del Universo, que está presente en todos los fenómenos que ocurren y que se caracteriza por:

- Poder ser almacenada.
- Poder ser transferida de un cuerpo a otro.
- Poder ser transformada de una forma a otra.

El ser humano explota recursos que le ofrece la naturaleza para obtener energía. Esta energía se presenta de muchas formas distintas.

1.1.1. Energía eléctrica

Se denomina energía eléctrica, a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico.

La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía lumínica o luz, la energía mecánica, la energía térmica...y se puede decir que es la forma de energía que mueve el mundo en la actualidad. El sistema energético a día de hoy, está basado en el sistema eléctrico, ya que es una energía fácilmente transportable y transformable de una forma a otra. El gran problema que presenta la energía eléctrica es su dificultad a la hora de ser almacenada.

1.1.2. Sistema eléctrico

Por lo tanto, partiendo de la premisa de que la energía eléctrica es el motor de la sociedad de hoy en día, es totalmente lógico pensar que el sistema eléctrico será un sistema de gran complejidad y que tendrá la necesidad de una gran infraestructura y organización.

Las partes principales del sistema eléctrico son las siguientes:

- **Generación:** la energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas, ya que apenas existe libre en la naturaleza de manera aprovechable. Una central eléctrica, es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para

hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, generando así electricidad.

- **Transporte:** la energía eléctrica generada en las centrales, hay que transportarla desde los puntos de generación a los puntos de utilización o consumo. La red de transporte se encarga de hacer este enlace. Estas líneas de transporte, deben estar interconectadas entre sí con estructuras malladas, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido y con las menores pérdidas posibles.
- **Consumo:** lo forman todos los consumidores finales que quieran o necesiten hacer uso de esa energía eléctrica generada y transportada.

El sistema eléctrico tiene la gran responsabilidad de garantizar que la electricidad tenga una continuidad de suministro y de garantizar un mantenimiento de la frecuencia y la tensión. Es decir, que cumpla con unos requisitos de calidad de suministro (apartado 1.3.).

1.1.3. Fuentes de energía eléctrica

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo mediante técnicas muy diferentes. Es necesaria la utilización de un recurso natural, para lograr un movimiento mecánico rotatorio para o bien generar corriente continua en una dinamo, o bien generar corriente alterna en un alternador. Así, clasificaremos la generación eléctrica según el recurso natural o la fuente de energía que utilice:

1.1.3.1. Renovables

Son aquellas fuentes de energía que se regeneran continuamente o son directamente una fuente virtualmente inagotable:

- **Energía solar:** aprovecha la energía que produce el sol, la luz y el calor.
 - Energía solar fotovoltaica: produce electricidad mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica aprovechando la energía de la radiación solar.
 - Energía solar termoelectrica: utiliza el calor del sol para generar electricidad mediante el calentamiento de un fluido. Este tipo de energía se produce en las centrales solares termoelectricas que funcionan de una manera muy parecida a las centrales térmicas.
- **Energía eólica:** aprovecha la energía del viento para producir electricidad mediante aerogeneradores.
- **Energía hidráulica:** aprovecha la energía del agua de los ríos y lagos.
- **Energía geotérmica:** aprovecha el calor de la Tierra.
- **Biomasa:** utiliza la materia orgánica para conseguir calor, y así crear electricidad.

1.1.3.2. No renovables

Son aquellas fuentes que en algún momento se acabarán, ya que sus reservas son limitadas. Utilizan combustibles que no podemos reponer lo que gastamos.

- **Combustibles fósiles:** son acumulaciones de seres vivos que vivieron hace millones de años y que se han fosilizado formando carbón o hidrocarburos. Se utilizan para crear electricidad en las centrales convencionales y tienen la gran desventaja de ser muy contaminantes y de emitir gases de efecto invernadero.
- **Energía nuclear:** utiliza el núcleo atómico de elementos pesados como el uranio para desintegrarlo mediante fisión nuclear y liberar energía. A continuación, se aprovecha esta energía para producir electricidad mediante turbinas de vapor de agua al igual que en las centrales convencionales. La energía nuclear no produce gases contaminantes de efecto invernadero, pero sí residuos nucleares que pueden tardar miles de años en desaparecer y tardan mucho tiempo en perder la radiactividad.

1.1.4. Tipos de generación

Dependiendo del modelo que se utilice en la generación eléctrica, se pueden diferenciar dos tipos de generación.

1.1.4.1. Generación centralizada

El concepto de generación centralizada se relaciona con el sistema que se venía utilizando hasta ahora, es decir, un modelo de generación en el que la generación y en consumo estaban distanciados geográficamente. En este modelo, el flujo de potencia iba generalmente en una sola dirección, desde las centrales de generación a los centros de consumo.

Este modelo de generación, principalmente lo forman las centrales convencionales de combustibles fósiles, centrales nucleares y centrales hidráulicas, ya que suelen estar localizadas en emplazamientos lejanos a los núcleos urbanos, que es en los que se concentra el consumo.

Este modelo, tiene como desventajas principales que requiere una gran infraestructura de redes eléctricas para transportar toda esta energía, la necesidad de un gran aumento de la tensión y aun con este aumento de la tensión, son inevitables las pérdidas ocasionadas en los largos trayectos.

1.1.4.2. Generación distribuida

Podemos decir que no es un concepto nuevo, ya que en el origen de la generación eléctrica era el modelo que se utilizaba. Este modelo consiste en distribuir la generación a lo largo de todo el sistema de la red y en la conexión de las centrales directamente a las redes de MT y BT. La característica principal de este modelo es que la generación eléctrica se da por medio de muchas pequeñas fuentes de energía distribuidas geográficamente en lugares cercanos a los puntos de consumo, con el consecuente ahorro en infraestructuras y pérdidas de potencia.

Al contrario que en el modelo centralizado, en la generación distribuida el flujo de potencias ya no está tan claro, ya que tiene un carácter bidireccional dependiendo de cuales de las numerosas centrales y consumidores estén generando o consumiendo en cada momento.

La generación distribuida, también conocida como generación in-situ o generación descentralizada, va ligada directamente con las fuentes de energía distribuida (FED), que principalmente son las fuentes de origen renovable. Los sistemas FED pueden incluir las siguientes tecnologías:

- Cogeneración
- Pilas de combustible
- Microturbinas
- Energía solar fotovoltaica
- Pequeños sistemas de energía eólica

Debido a que la generación distribuida se conecta a la red de distribución (no a las redes de transporte), cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio del impacto que ocasionan en las redes y como afectan a la calidad del suministro eléctrico.

1.1.4.3. Resumen

En general, podemos decir que en la actualidad la evolución va en camino de un modelo distribuido. Como muestra de ello, podemos ver la nueva capacidad de generación de potencia que se instaló en Europa en el año 2012.

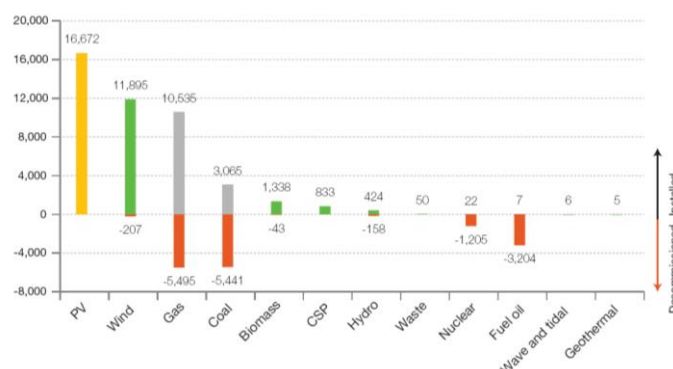


Figura 1: Potencia instalada en la EU 27 en el 2012 (MW) Fuente: EPIA, EWEA

En la figura se puede ver claramente la tendencia a día de hoy. Las tecnologías con mayores MW instalados en el año 2012 fueron la FV, con 16.672 MW, y la eólica, con 11.895 MW, una clara apuesta por la generación distribuida. En cambio podemos ver, que aunque haya habido nuevas instalaciones de centrales de gas o carbón, la mayor parte de las centrales desmanteladas han sido las de estas últimas tecnologías.

Esta clara evolución hacia la generación descentralizada viene dada por las grandes ventajas que presenta respecto a la generación centralizada. Por una parte, ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar principalmente fuentes de energías renovables. Por otro lado, descongestiona los sistemas de transporte de energía, ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda, mejora la fiabilidad del sistema y la calidad del servicio eléctrico. Además, evita grandes inversiones en transmisión y distribución.

Como parte negativa, podemos subrayar los altos costos de inversión inicial, el requerimiento de un sistema de adquisición de datos más complejos y la existencia de aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afectan a los consumidores. Respecto a esto último, se están realizando muchos estudios e investigaciones. En este TFM, intentaremos recopilar y explicar los nuevos avances y requerimientos que están saliendo entorno a este tema.

1.1.5. Generación - consumo

El sistema eléctrico, requiere un perfecto equilibrio generación-consumo, ya que no hay medios rentables y eficientes de almacenamiento de grandes cantidades de energía.

Los operadores del sistema serán los encargados de mantener este equilibrio y para ello tendrán que hacer una previsión de la demanda con 24 horas de adelanto. Así, podrán hacer una previsión de que centrales van a generar y cuáles no. Para esto, serán muy importantes las previsiones meteorológicas, ya que las energías renovables (que dependen de un recurso natural) cada vez representan mayores porcentajes en el mix energético.

1.1.6. Necesidad de regulación

Como no se puede clavar con las previsiones el equilibrio entre la generación y el consumo, los operadores del sistema deberán de hacer un control del sistema eléctrico y para ello, tendrán que desarrollar métodos de regulación de tensión y regulación de frecuencia.

1.1.6.1. Regulación de tensión

La regulación de la tensión de la red eléctrica es un aspecto fundamental y está relacionado con las variaciones que sufre la tensión de la red a lo largo del sistema. Estas variaciones de tensión pueden ser ocasionadas por distintos motivos, como por las simples caídas de tensión que surgen a lo largo de las redes de transporte. Otro fenómeno que afecta a la tensión de la red eléctrica, son los desequilibrios entre generación y consumo que pueden hacer que la tensión varíe en ciertos momentos e incluso podría llegar a crear apagones o huecos de tensión.

Es conveniente que no haya caídas de tensión excesivas en las redes de transporte para que el usuario final o los transformadores de MT o BT no sean alimentados por un valor muy distinto al valor asignado.

Por todas estas razones, una correcta regulación de la tensión es imprescindible y por ello se les exigirá a todos los sistemas de generación que ayuden en dicha función. Los operadores de red serán los encargados de mantener el valor nominal de la tensión en unos límites fijados y para ello exigirán a los generadores y consumidores que cumplan con ciertas normativas.

La normativa europea (IEC) define la regulación de la tensión con la siguiente expresión:

$$\Delta V\% = \frac{V_{1n} - V_{2n}}{V_{2n}}$$

1.1.6.2. Regulación de frecuencia

El control y la estabilidad de la red, tiene mucho que ver con la frecuencia, ya que las redes eléctricas se encuentran interconectadas internacionalmente. La frecuencia, es una variable global que por ejemplo en Europa está definida en 50 Hz.

1.1.6.3. Resumen

Debemos de saber que la red eléctrica es un sistema muy complejo que como tal, necesita una gran infraestructura de control y de gestión a su alrededor. Hay que tener en cuenta, que la red eléctrica es un sistema al que puede acceder todo el mundo (tanto como consumidor o como generador) y del que nadie espera que nos falle bajo ninguna circunstancia.

El simple hecho de la espontaneidad del ser humano o las condiciones meteorológicas, hace que no se pueda prever al 100% las necesidades de consumo o de generación que va a requerir la red eléctrica en todo momento y esta es una de las mayores razones por las que el sistema necesita una correcta regulación y gestión. Además de esto, la regulación también es necesaria por razones de seguridad de las infraestructuras y de los seres humanos.

El sistema eléctrico, cada día que pasa es más complejo y en consecuencia a esto, la necesidad de regulación también es mayor.

1.2. Sistemas FV conectados a red

1.2.1. Definición

Un sistema FV conectado a red, no es más que la combinación entre una célula fotovoltaica y un inversor, con su posterior conexión a la red eléctrica. Esta combinación, constituye en el día de hoy una de las tecnologías maduras de generación eléctrica en un entorno futuro de generación distribuida a gran escala.

1.2.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar FV, es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la energía del sol (radiación solar).

1.2.2.1. Célula fotovoltaica

Dispositivo semiconductor que se encarga de convertir la energía solar en energía eléctrica mediante una serie de reacciones electroquímicas.

1.2.2.2. Primeras aplicaciones

Las primeras aplicaciones de la energía solar FV se dieron en el sector espacial. En la década de los 50, en plena carrera espacial, se empezaron a utilizar células FV en naves espaciales y satélites lanzados al espacio para alimentar las distintas cargas de las mismas.

Después, vinieron sus primeras aplicaciones terrestres. La producción a gran escala de paneles FV y la reducción de costes permitió ampliar las aplicaciones de la energía solar FV y se empezaron a utilizar en distintos sectores: telecomunicación, dispositivos aislados, electrificación rural, transporte y navegación marítima, FV integrada en edificios... pero sobre todo en la FV de conexión a red, que es lo que nos concierne en este TFM.

1.2.2.3. Gran potencial

Hoy en día, la energía solar FV se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, solo por detrás de las energías hidroeléctricas (algunos no las consideran energías renovables) y eólica. Pero en términos de visión de futuro, podemos atrevernos a decir que puede que sea la energía renovable más importante, ya que se le atribuye un gran potencial y es la que más desarrollo está teniendo en la actualidad.

1.2.3. Evolución y situación actual

Una de las principales aplicaciones de la energía solar fotovoltaica más desarrollada en los últimos años, consiste en las centrales conectadas a red para suministro eléctrico, así como los sistemas de autoconsumo fotovoltaico, de potencia generalmente menor, pero igualmente conectados a la red eléctrica.

Varias razones han hecho que los sistemas FV de potencia conectados a red lleven un continuo crecimiento:

- La bajada de los precios de los módulos fotovoltaicos.
- Aceptación social de los parques solares.
- Apoyo de ciertos gobiernos a las EERR.

1.2.3.1. Evolución 2000-2012

1.2.3.1.1. A nivel Mundial

A continuación, tenemos los aumentos porcentuales año a año de la capacidad instalada acumulada desde el año 2008 hasta el año 2012 [1]:

- **2008:** 70,4%
- **2009:** 45,4%
- **2010:** 72,3%
- **2011:** 74,7%
- **2012:** 43,8%

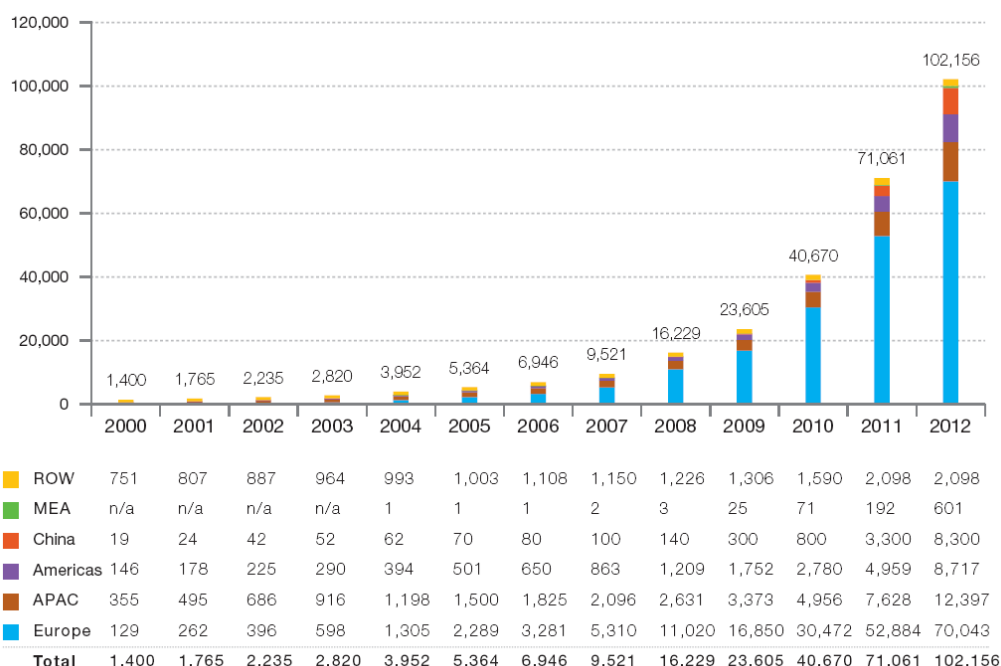


Figura 2: Evolución de la potencia instalada acumulada 2000-2012 Fuente: EPIA

Se puede decir que el desarrollo fotovoltaico a nivel global, empezó en el año 2008, ya que a partir de ese año empieza a crecer la capacidad acumulada en Europa de una manera exponencial. Así, pasamos de tener a finales de año 2008 16.229 MW instalados en el mundo, a tener 102.156 MW instalados a finales de 2012, en tan solo un periodo de 4 años.

En cuanto a potencia anual instalada, 2012 fue el año que más potencia FV se instaló en el mundo, con 31.095 MW entre el 1 de Enero del 2012 y el 31 de Diciembre del 2012. Además, Alemania fue, por séptima vez en los últimos 13 años, el país con más potencia anual instalada en el año 2012 con 7,6 GW nuevos conectados a la red, seguido de China con 5 GW, Italia 3,4 GW y EEUU con 3,3 GW.

1.2.3.1.2. A nivel Europeo

Después del boom español del 2008, Alemania ha sido el único país que ha mantenido un crecimiento constante y el único gran líder del sector en Europa.

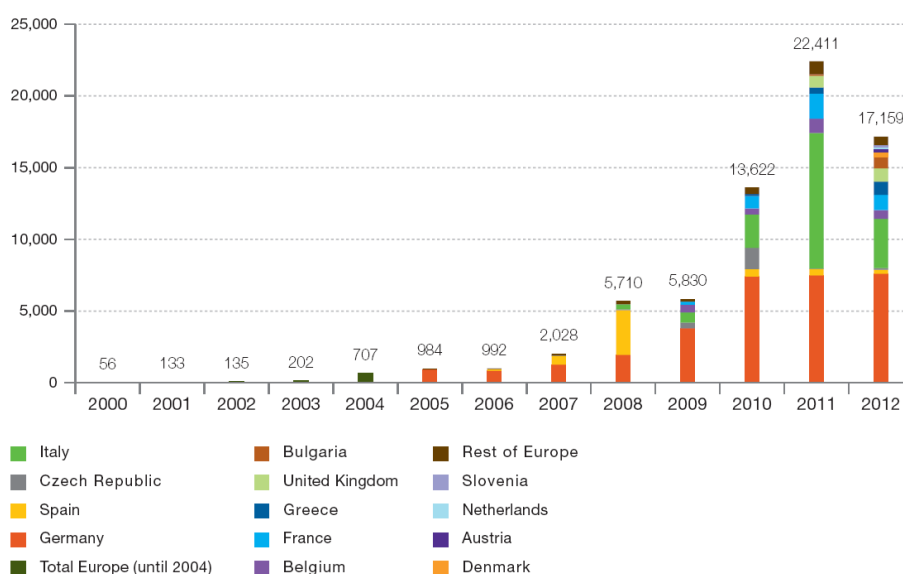


Figura 3: Evolución en Europa de la nueva potencia FV conectada a red 2000-2012 (MW)

Fuente: EPIA

En la siguiente figura podemos ver la evolución de la nueva capacidad FV conectada a red en Europa. A continuación, haremos un análisis año a año, con el fin de entender mejor los números que nos representa el gráfico:

- **2008:** boom español del 2008.
- **2009:** después del boom español en 2008, Alemania fue el único líder en el mercado en 2009, y en consecuencia el crecimiento europeo en su conjunto fue limitado. Esto se puede ver como una consecuencia de la primera fase de la crisis financiera, pero también como un año de estabilización después del auge FV experimentado en 2008.
- **2010:** el crecimiento regresó en 2010, con Alemania anotando números de instalación sin precedentes, e Italia y la República Checa sumando cerca de 3,8 GW de sistemas fotovoltaicos. Al igual que en España y en la República Checa, el sobrecalentado desarrollo del mercado, puede producir un boom en un año y un fiasco en el siguiente, como resultado de la presión de los productores de energías convencionales y legisladores preocupados por el rápido crecimiento del mercado .
- **2011:** el boom total de conexiones de Italia e instalaciones de Alemania condujo de nuevo a un enorme crecimiento. El crecimiento de Francia en 2011 fue al menos en parte debido a su conexión de proyectos instalados en 2010 y, en consecuencia, en 2012, el mercado francés se redujo como se esperaba.
- **2012:** el año récord de Alemania, permitió que el mercado europeo mantuviera un nivel razonable de 17,2 GW, con 11 GW provenientes de este país e Italia solo. Detrás

de estos dos, el Reino Unido, Grecia, Bulgaria y Bélgica ayudaron en gran parte a la evolución del mercado.

1.2.3.2. Situación actual

Hoy en día, las tres áreas geográficas de mayor interés en la generación FV, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España), Japón y EE.UU.

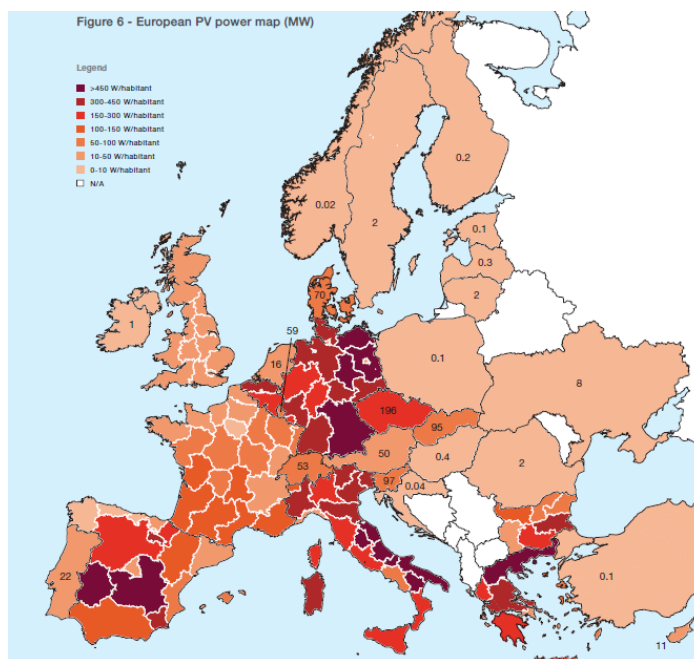


Figura 4: mapa FV europeo (MW) Fuente: EPIA

En la Figura 4, queda claramente reflejado el aplastante dominio a nivel Europeo de Alemania, España y también podríamos incluir a Italia. Pero este mapa solo es representativo en el ámbito de potencia acumulada total, ya que los mapas de la potencia instalada año a año pueden variar de manera escandalosa. Así, podemos ver en la Figura 5 el mercado europeo de la potencia FV instalada en un año en concreto.

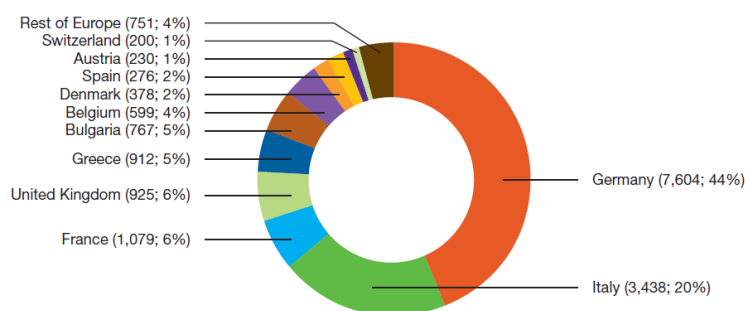


Figura 5: mercado Europeo en 2012 (MW;% Fuente: EPIA

Podemos darnos cuenta de que Alemania e Italia, son dos de los grandes dominadores en las dos gráficas, tanto en potencia acumulada tota, como en potencia instalada en el año 2012. Sin embargo, tenemos el caso de España que lo utilizaremos para demostrar que la situación actual del mercado FV es esperanzador, pero al mismo cierto muy incierto e inestable.

Podemos ver que como España, siendo uno de los países en Europa que más potencia instalada tiene, solo contribuye al 2% de la potencia nueva instalada en el año 2012, por detrás de países como Bélgica, Bulgaria y Grecia.

Con estas gráficas, queríamos tratar de dar a entender que la situación de la FV, depende mucho de las decisiones políticas y de los constantes cambios regulatorios que sufre. Por esto, las situaciones año a año son muy distintas en cada país, ya que años que para unos son significado de desarrollo y progreso, para otros son años de estancamiento retroceso.

1.2.3.3. Previsiones futuras

El superar la barrera de los 100 GW en términos de capacidad acumulada mundial de energía fotovoltaica en 2012, representó un logro muy importante de la industria fotovoltaica, ya que lo llevo a cabo en unos pocos años.

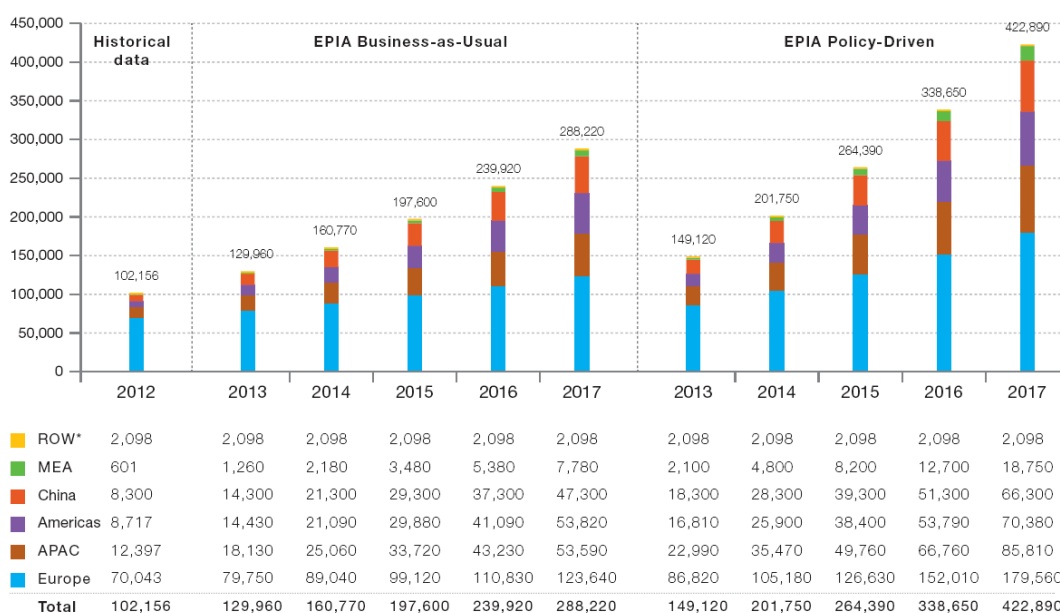


Figura 6: Evolución de la potencia total instalada por región hasta 2017 (MW) Fuente: EPIA

Según un informe de la EPIA (European Photovoltaic Industry Association) publicado en el 2013 [1], la evolución del mercado en los próximos cinco años (2013-2017) dependerá principalmente de los acontecimientos en Europa y de la capacidad de los políticos para mantener las condiciones del mercado en un nivel aceptable.

En el informe realizado por la EPIA, diferencian las previsiones en función de dos escenarios políticos distintos. El primero, llamado "Business-as-usual", simularía un escenario parecido

al que hay hoy en día y el otro, llamado “policy-driven”, un escenario político que impulsara medidas para favorecer la integración de los sistemas FV en la red y de las energías renovables en general.

La marca de los 200 GW, podría alcanzarse entre 2014 y 2016 en el peor de los casos, mientras que en el escenario de “policy-driven”, más de 420 GW de sistemas fotovoltaicos podría conectarse a la red en los próximos cinco años.

En este último escenario, el mercado europeo se estabilizaría por primera vez alrededor de 25 a 28 GW en los próximos cinco años. En ese caso, el mercado mundial podría superar los más de 84 GW en 2017, con dos tercios de este crecimiento viniendo de nuevos mercados fuera de Europa. China, por sí sola, podría añadir 10 GW de instalaciones fotovoltaicas cada año, según lo anunciado por las autoridades chinas.

Por lo tanto, dependiendo de las condiciones del escenario político, se podrán lograr mayores o menores acontecimientos en el campo de la capacidad FV acumulada en los próximos años.

1.2.4. Problemática de la generación FV

La situación presente en los países de Europa en relación con la conexión a red de generadores fotovoltaicos está caracterizada por la diversidad, la complejidad y la fragmentación tanto en el campo de componentes tecnológicos como en el normativo.

Actualmente, los fabricantes de componentes fotovoltaicos para conexión a red (por ejemplo, inversores y sistemas de protección) deben cumplir requerimientos diferentes de país en país. En general, esta situación crea un entorno poco favorable para un empleo extenso de la tecnología fotovoltaica y además impide la creación de un mercado europeo para generación fotovoltaica.

En el campo normativo la situación no es muy diferente. Existen regulaciones en relación con la integración de los generadores fotovoltaicos a la red que no han sido diseñadas para este propósito particular, sino que derivan de otro tipo de plantas de generación, y por tanto, no son totalmente apropiadas.

Otra barrera principal en este contexto es la falta de estandarización y de procedimientos transparentes para la valoración del impacto de conexión de instalaciones de generación distribuida (en particular de fotovoltaica) a las redes de distribución (media o baja tensión).

Para salvar las barreras planteadas en los párrafos anteriores una amplia armonización europea de normativa y requerimientos es necesaria como clave para mantener el crecimiento estable de la generación distribuida con energías renovables (fotovoltaica en particular).

1.2.5. Integración en la red eléctrica

El sector de la energía solar tiene que evolucionar de manera que su gran potencial sea el de la integración en la red eléctrica. Todos los tipos de generaciones eléctricas, tienen como objetivo final poder ser una fuente de energía competitiva a la hora de dar suministro al sistema eléctrico.

Los primeros usos de los sistemas FV siempre habían estado centrados en los sistemas aislados de la red, pequeños sistemas autónomos o en aplicaciones de corriente continua. Sin embargo, una vez visto el potencial de dicha tecnología, lo que verdaderamente interesa al sector es que en un futuro pueda ser uno de los mayores contribuyentes en el sistema eléctrico.

Para esto, el tema de la integración en la red es un tema de vital importancia y se puede decir que es uno de los mayores retos a los que se enfrenta. Cuanto mayor sea la penetración FV en la red, mayores van a ser los efectos causados por los sistemas FV, por lo tanto, se les tiene que exigir una correcta integración para cumplir con los requisitos de la red.

La integración en la red, obliga a mantener las variables eléctricas dentro de unos parámetros especificados y a no generar ningún tipo de problema que pueda influir en la fiabilidad de la red. La potencia inyectada tiene que tener una calidad de la onda de tensión aceptable y tiene que cumplir con ciertos requisitos de calidad de suministro.

Uno de los mayores problemas asociados a la integración en la red es que el marco normativo es muy variable de unos países a otros y esto no hace más que dificultar un desarrollo tecnológico sólido.

1.3. Calidad de suministro

Los sistemas de potencia de origen renovable, los cuales en la mayoría de los casos van ligados a un recurso energético de carácter aleatorio, tienen un impacto sobre la calidad de suministro eléctrico de las redes eléctricas proporcional a sus ratios de penetración.

Durante muchos años, no ha habido la necesidad de regular ni de exigir unos requerimientos de calidad de suministro a dichas plantas de generación. Pero el incremento estable de penetración de generadores distribuidos de origen renovable, ha convertido el tema de la calidad del suministro en un tema de vital importancia, ya que hoy en día, la energía renovable generada representa un porcentaje importante de la energía eléctrica total penetrada en la red.

Tanto los consumidores como los operadores del sistema, han tomado conciencia de que la fiabilidad y la operación eficiente de las redes eléctricas, puede ser solo garantizada basándose en un elevado nivel de calidad de suministro. Es este entorno el que ha propiciado la consideración de la energía eléctrica como un producto, a la cual, como cualquier producto, hay que exigir una calidad.

Por lo tanto, el efecto de las perturbaciones de calidad de suministro eléctrico asociadas a generadores basados en energías renovables debe tenerse en cuenta, en particular, en escenarios con una elevada tasa de penetración de dicha generación.

1.3.1. ¿Qué es la calidad de suministro eléctrico?

Hay numerosas definiciones del término “calidad de suministro”. No obstante, todas ellas llevan asociados dos aspectos esenciales:

- **Continuidad de alimentación:** disponibilidad de energía y su afectación por interrupciones.
- **Calidad de la onda de tensión:** la energía eléctrica se suministra a través de un sistema trifásico de tensiones. Una perfecta calidad de onda implica que la tensión sea equilibrada, puramente sinusoidal con amplitud y frecuencia constante.

Por tanto, la calidad de onda de tensión está afectada por distorsiones en la forma de onda respecto a una onda de tensión sinusoidal ideal. Estas distorsiones, pueden modificar la amplitud de la tensión o la forma de la onda.

En la mayoría de los países europeos las especificaciones de calidad de suministro eléctrico que debe recibir los consumidores finales recae en la normativa europea EN 50160. Esta norma, define las características de la tensión suministrada por las redes públicas de distribución.

Sin embargo, no existe una normativa común, a nivel internacional, de calidad de suministro que deben cumplir los generadores renovables, en el caso analizado, los generadores fotovoltaicos. No obstante, el empleo de las siguientes normas americanas para estándares de calidad de suministro de generación fotovoltaica es recomendable: IEEE 154710, IEEE 92911, IEEE 51912.

1.3.2. Parámetros de calidad de suministro

En los sistemas de potencia, se suele considerar a la perturbación como cualquier desviación con respecto a la forma de onda sinusoidal, teórica, producida en los centros de generación. Estas desviaciones se pueden dar en cada uno de los parámetros de la onda:

1.3.2.1. Distorsiones de la amplitud de tensión

Se produce una variación de la amplitud de la tensión cuando hay un aumento o una disminución en el valor eficaz de la tensión de alimentación. La amplitud y la duración son los parámetros característicos, y según estos, las distorsiones se agruparán en distintos grupos:

- **Variación de tensión:** su duración es relativamente elevada (por encima de un minuto) y las variaciones sobre la tensión nominal suelen ser pequeñas ($\pm 20\%$).
- **Fluctuación de tensión:** son variaciones periódicas o series de cambios aleatorios con una duración desde varios milisegundos hasta unos 10 segundos, y con una amplitud que no supera el $\pm 10\%$ de U_n .
 - o **Flicker:** nivel de molestia que percibe un observador medio como consecuencia de la variación de la luminosidad de una lámpara, ocasionada por fluctuaciones de tensión. Hay dos índices básicos que se utilizan para evaluarlo:
 - P_{st} (evalúa la severidad del Flicker a corto plazo).
 - P_{lt} (evalúa la severidad del Flicker a largo plazo).
- **Hueco de tensión:** una disminución brusca de la tensión de alimentación hasta un valor situado entre el 90% y el 1% (10% RD1955/2000) de la tensión nominal U_n , seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto instante de tiempo. Se podrán clasificar en función de estos dos parámetros:

- *Profundidad*: diferencia entre el valor mínimo de la tensión alcanzada durante el hueco y un valor de referencia que comúnmente es la tensión nominal U_n .

$$\Delta U (\%) = \frac{U_{ref} - U_{min}}{U_{red}} \cdot 100$$

- *Tensión residual*: valor mínimo de la tensión alcanzada en el hueco.
 - *Duración*: tiempo durante el cual la tensión es inferior al 90% de la tensión de referencia.
- **Interrupción de alimentación**: disminución de la tensión de alimentación hasta un valor situado por debajo del 1% (10% RD 1955/2000) de la tensión nominal U_n , seguida del restablecimiento de la tensión después de un instante de tiempo. Son debidas, fundamentalmente a las actuaciones de las protecciones debido a faltas en el sistema eléctrico. El parámetro importante en este tipo de perturbación, será la duración de la interrupción:
- *Interrupción breve*: duración inferior a 3 minutos.
 - *Interrupción larga*: duración superior a 3 minutos.
- **Sobretensión temporal**: aumento de la tensión de alimentación de duración relativamente larga. Se podrán clasificar en función de estos dos parámetros:
- *Duración*: tiempo durante el cual la tensión es superior al límite de detección. Este límite es un porcentaje de la tensión de referencia.
 - *Tensión máxima alcanzada*: valor porcentual sobre la tensión de referencia.

1.3.2.2. Distorsiones de la forma de onda

- **Sobretensión transitoria**: sobretensión oscilatoria o no oscilatoria de corta duración generalmente fuertemente amortiguada y que dura como máximo algunos milisegundos. En función de su origen se pueden distinguir dos tipos:
- *Transitorios de origen atmosférico*: externa al sistema eléctrico, cuya fuente principal son las descargas atmosféricas.
 - *Transitorios debidos a maniobras*: internos al sistema eléctrico, cuyas fuentes pueden englobarse bajo la denominación de maniobras.

- **Distorsión armónica (THD):** relación del valor eficaz de la suma de todas las componentes armónicas de tensión (U_n) hasta el orden especificado (H), respecto al valor eficaz de la componente fundamental (U_1):

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^H \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2}$$

- Tensión interarmónica: tensión sinusoidal cuya frecuencia se sitúa entre las frecuencias de los armónicos, es decir, cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la fundamental.
 - Tensión armónica: tensión sinusoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.
- **Inyección de corriente continua:** se define como la penetración de componente continua en la red eléctrica. Esta distorsión carece de importancia en las plantas con transformadores de aislamiento en el lado del inversor, eliminando la posibilidad de inyección de este tipo de corriente.

1.3.2.3. Variaciones de frecuencia

La tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión de alimentación, debe estar siempre sobre 50 Hz o 60 Hz, sin sobrepasar ciertos límites. Sobrepasar estos límites constituye una variación de frecuencia.

1.3.2.4. Desequilibrios de tensión

Afectan a la simetría. Corresponde a un estado en el cual los valores eficaces de las fases o sus desfases entre tensiones de fase consecutivas, en un sistema trifásico, no son iguales. La caracterización del desequilibrio puede realizarse utilizando el método de las componentes simétricas, mediante la relación entre la componente de secuencia inversa o de la homopolar y la componente de secuencia directa.

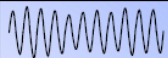
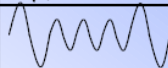
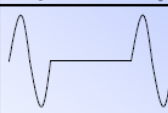
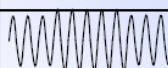
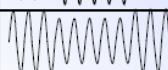

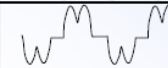
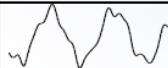
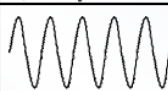
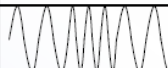
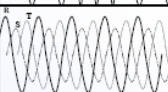
Definiciones perturbaciones según norma UNE 50160			
Parámetro	Nombre	Definición	
Amplitud	Fluctuación de tensión	$\Delta U < 10\% U_{ref}$	
	Hueco de tensión	$90\% U_{ref} > U > 1\% U_{ref}$ $10 \text{ ms} < \Delta t \leq 1 \text{ min.}$	
	Interrupción de alimentación: -Corte breve. -Corte largo.	$U < 1\% U_{ref}, \Delta t \leq 3 \text{ min.}$ $U < 1\% U_{ref}, \Delta t > 3 \text{ min.}$	
	Sobretensión temporal	Sobretensión relativamente larga	
	Variación de tensión	Aumento o disminución de tensión	
Forma de onda	Sobretensión transitoria	$\Delta t = \text{de ns a ms}$	
	Tensión armónica	$f_{armónicos} = n \cdot f_{fund.}$ $n = \text{entero}$	
	Tensión interarmónica	$f_{interarmónicos} = m \cdot f_{fund.}$ $m = \text{no entero}$	
	Señales de información transmitidas por la red	$110 \text{ Hz} \leq f \leq 148,5 \text{ kHz}$ e impulsos de corta duración	
Frecuencia	Variaciones de frecuencia	$f \neq 50 \text{ ó } 60 \text{ Hz}$	
Simetría	Desequilibrios de tensión	$ U_R \neq U_S \neq U_T $ y/o $\varphi_{R,S} \neq \varphi_{S,T} \neq \varphi_{T,R} \neq 120^\circ$	
U = tensión actual, U_{ref} = tensión de referencia $\Delta U = U_{ref} - U $, Δt = duración, f = frecuencia $f_{fund.}$ = frecuencia fundamental U_R, U_S, U_T = Tensión en fases R, S y T $\varphi_{R,S}, \varphi_{S,T}, \varphi_{T,R}$ = Ángulo entre fases R-S, S-T y T-R			

Figura 7: Definiciones perturbaciones según norma UNE 50160

1.3.3. Resumen

Existen varios estudios que se han centrado en valorar la calidad de suministro eléctrico en el PCC, mediante un analizador de calidad de suministro [2] En estos, se pueden sacar unas conclusiones muy útiles en cuanto a que parámetros de los anteriormente descritos son los más afectados por los sistemas de generación FV.

Por todo esto, como una mayor integración de instalaciones de generación distribuida en la red puede conllevar un deterioro de la calidad de suministro, garantizar dicha calidad de suministro asociada a las energías renovables es de crucial importancia para el futuro desarrollo del sector.

1.4. Problemas actuales

1.4.1. Generación centralizada

El esquema tradicional centralizado de generación eléctrica presenta un conjunto de problemas de falta de calidad y seguridad de suministro sobre todo en redes débiles y saturadas.

La característica principal de la generación centralizada, es que los puntos de generación suelen estar lejos geográficamente de los puntos de consumo y por esto, existe un flujo desde las centrales de generación a los centros de consumo. Normalmente, las centrales convencionales de combustibles fósiles o las centrales nucleares, suelen instalarse en emplazamientos alejados de los núcleos urbanos, por temas visuales y de contaminación.

Esto conlleva a un gasto económico y energético en las redes de transporte y distribución, ya que la energía tiene que recorrer largas distancias. Por un lado, las grandes redes de transporte y distribución que necesita un sistema centralizado, suponen un enorme gasto económico en infraestructuras, materia prima y mantenimiento. Por otro lado, las pérdidas energéticas en grandes distancias son mucho mayores que en trayectos cortos (aun elevando el voltaje a muy alta tensión).

Como solución a este problema podemos entender el objeto de este TFM. Es decir, las soluciones tecnológicas pueden ayudar a la integración en la red de generaciones distribuidas como es el caso de los sistemas FV conectados a red para mejorar el rendimiento del sistema energético.

1.4.2. Calidad de la red

En general, el problema de calidad de red se corresponde básicamente con un problema de compatibilidad entre las cargas del sistema eléctrico, las fuentes de generación y la propia red.

Pero, hay que tener en cuenta que la calidad de la tensión presente en una red eléctrica no depende exclusivamente de la generación, sino que también del efecto que tienen sobre la red las propias cargas que soporta. Por lo tanto, se puede entender que el problema de calidad de red se corresponde básicamente con un problema de compatibilidad entre las cargas del sistema eléctrico, las fuentes de generación y la propia red.

Las principales causas de perturbación en la tensión eléctrica, según la naturaleza de las cargas son las siguientes:

- **Cargas inductivas:** provocan caídas de tensión en los extremos de las redes débiles.
- **Cargas no lineales:** generan distorsión armónica en la onda de tensión que alimenta las cargas, sobrecargas del conductor del neutro y calentamiento de transformadores.
- **Cargas desequilibradas:** causan desequilibrios en la tensión, sobrecargas en el conductor del neutro y mal funcionamiento de transformadores.

Las soluciones que tradicionalmente se han venido aplicando a esta problemática, han sido principalmente:

- **Sobredimensionar** la red eléctrica con el fin de reducir la impedancia de cortocircuito y, por lo tanto, el impacto de las perturbaciones sobre la calidad de la tensión.
- Incluir **baterías de condensadores** que entreguen reactiva a las cargas y deriven la corriente armónica que generen.

La primera de las soluciones plantea el problema del coste económico. Aumentar la potencia de cortocircuito obliga a hacer grandes inversiones en el recrecimiento de las líneas de transporte y distribución, lo que conlleva un gasto muy elevado de materia prima.

La segunda solución genera gran cantidad de problemas técnicos asociados a la falta de control del sistema. La reactiva se controla a escalones, lo que se traduciría en variaciones bruscas de tensión y daría origen a inestabilidades.

En realidad, estas soluciones tradicionales, no se puede decir que den una verdadera solución a los problemas ocasionados, es decir, no evitan las perturbaciones que se generan en las redes eléctricas.

1.4.3. Falta de almacenamiento

Se podía decir que el problema más importante asociado al sistema eléctrico mundial es la falta de buenos y rentables sistemas de almacenamiento. La energía eléctrica tiene muchas ventajas y comodidades frente a los otros tipos de energía, pero su gran hándicap es su difícil almacenamiento.

Desde hace generaciones, este hecho ha obligado a proporcionar suministro eléctrico continuo y a dar solución a una demanda variable, que normalmente ha recurrido a costosos e ineficientes métodos de ajustar la producción de las centrales convencionales (por ejemplo las de gas) durante periodos de gran demanda. Se puede decir que estos métodos no eran los mejores, pero tenían su eficacia.

Sin embargo, con el incremento de la utilización de las fuentes renovables (especialmente la eólica y la solar) que tienen una producción impredecible, este problema se ha agravado. Si queremos que una parte importante de nuestra energía proceda de fuentes renovables como el sol, es imprescindible que podamos almacenarla. Solo así podremos tener un control adecuado de la energía que procede de un recurso caprichoso y aleatorio.

Hay que subrayar que el problema no es que no haya tecnologías para almacenar energía. De hecho, hay maneras de almacenar energía eléctrica que se conocen hace muchas décadas. El problema hoy en día es que no hay un tejido industrial sólido del sector y económicamente no son competitivos este tipo de sistemas de almacenamiento.

El éxito de las energías renovables va a estar muy ligado a un eficaz desarrollo conjunto con el almacenamiento.

1.4.4. Integración en las redes de BT

La generación FV juega un rol muy especial dentro de las generaciones renovables, ya que la mayoría de la potencia generada por la FV es alimentación descentralizada a las redes de BT o MT cercanas a los consumidores. Así, las líneas de transporte apenas están cargadas de potencia FV.

Como ejemplo, en Alemania se instalaron en 2011 7,5 GW, de los cuales más del 80% fue en redes de baja tensión (autoconsumo). Por esto, se elevaron las preocupaciones acerca de un posible reforzamiento de las redes.

La integración de grandes cantidades de sistemas FV en las redes de BT, incrementan la generación de potencia activa y esto puede hacer que se incremente la tensión por encima de los límites establecidos por los códigos de red o que se disparen inesperadamente otros sistemas FV.

Así, podemos decir que al integrar sistemas FV en las redes de BT, surgen problemas de inestabilidad que no surgen tan fácilmente en las redes de AT de gran potencia. Por

esta razón, muchos países han empezado a crear códigos de red o documentos específicos para conexión en BT y MT, con el fin de abordar soluciones a este problema.

En general, las bases de estas nuevas directivas, han sido buscadas en el código de red para la conexión de plantas de generación renovables a la red de AT y han sido adaptadas a las necesidades de las redes de BT y MT.

1.4.5. Problemas de las fuentes de EERR

El principal problema que se le atribuye a las fuentes de energía renovables existentes en la actualidad es la aleatoriedad que presenta la generación. La presencia del recurso energético, como la radiación solar, no es controlable y no suele coincidir con la demanda de energía instantánea que se da en el sistema eléctrico. Esto, unido al elevado coste de almacenar la energía producida, obliga a resolver el problema sobredimensionando las necesidades, es decir, instalando más energía sostenible de la necesaria en el momento de máximo consumo.

Otra fuente habitual de distorsión asociada a las energías renovables son los inversores basados en electrónica de potencia. Estos dispositivos son muy utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Son los encargados de llevar a cabo la conversión de corriente continua a corriente alterna y solían ser los principales causantes de la distorsión armónica y de otro tipo de distorsiones en la calidad de la energía generada. A favor de esto último, podemos decir que los convertidores de potencia, en nuestro caso los inversores, han llevado a cabo un importante desarrollo tecnológico en los últimos años y gracias a esto, cada vez afectan menos al deterioro de la calidad del suministro.

2. Normativa

2.1. Primeras normativas en la integración de energías renovables en la red

Las energías renovables en sí mismas, se llevan desarrollando muchos años y algunas de sus aplicaciones se vienen utilizando desde hace unas décadas. Sin embargo, la integración en la red eléctrica de las energías renovables es un tema bastante reciente.

En los años en los que las energías renovables todavía estaban en pleno desarrollo y todavía no eran tecnológicamente maduras, la postura de muchos países fue la de dejar que se conectasen a la red sin darle mayor importancia. A los operadores de red no les preocupaba mucho los efectos que pudieran ocasionar estas nuevas tecnologías, ya que el porcentaje que suponían frente a la potencia de la red eléctrica era muy pequeño. De hecho, en esos primeros años, la postura de la mayoría de los operadores de red era la siguiente: aceptaban gustosamente la potencia inyectada por estos sistemas descentralizados, pero a la mínima que se producía una perturbación o algún tipo de fallo en la red, lo primero que hacían era exigirles su inmediata desconexión del sistema eléctrico.

Mientras tanto, el sector de las energías renovables seguía creciendo y los países seguían manteniendo la misma postura frente a estas nuevas tecnologías. Es decir, conéctate a mi red, inyéctame todo lo que puedas pero a la mínima que se produzca un error desconéctate. Así, los ratios de penetración renovable fueron aumentando en gran parte gracias a las subvenciones y ayudas que fueron recibiendo en muchos países y al desarrollo tecnológico que fue adquiriendo.

El constante aumento de la penetración, hizo que llegara un momento en el que los operadores de red empezaran a cuestionarse la necesidad de crear unas normativas específicas para los sistemas de generación renovable.

2.2. Evolución y situación actual

Las normativas en el campo de la FV han ido evolucionando de una forma un tanto caótica hasta llegar a la situación de hoy en día.

El enorme incremento de sistemas FV conectados a red de los últimos años, ha dado lugar a problemas relacionados con la estabilidad y la seguridad de la red de suministro eléctrico, así como con la calidad de la energía.

Durante muchos años no ha habido la necesidad de regular ni de exigir unos requerimientos de calidad de suministro a dichas plantas de generación, ya que los ratios de penetración de este tipo de energías renovables eran muy pequeños, y por lo tanto, no afectaban a la calidad de suministro de la red eléctrica. Es más, en algunos países en los que se empezaban a penetrar sistemas basados en fuentes de energías renovables, los operadores de red sacaron normativas en las que obligaban a estos generadores de energía eléctrica a tener un rol pasivo. Es decir, les dejaban conectarse a la red eléctrica, con la condición de que en caso de una perturbación o situación anómala se desconectarán de la red.

La situación que tenemos hoy en día en cambio, es bien distinta.

Mientras que en el pasado, los generadores distribuidos conectados a la red no estaban permitidos para desempeñar un rol activo, en los últimos años, las nuevas normativas y códigos de red, han empezado a exigir a los generadores FV que permanezcan conectados en condiciones perturbadas. Además de esto, deben contribuir a la estabilidad de la red y deben prestar las funciones clásicas de red durante el régimen permanente o régimen transitorio. Es decir, hoy en día se les exige los mismos comportamientos que a cualquier tipo de generación convencional.

Este nuevo enfoque o cambio de rol ya se ha adoptado en muchos países como Francia o Alemania y ha sido reconocido por otros países como un tema de vital importancia de cara al futuro de la FV. Por eso, podemos decir que el régimen jurídico del sector de la generación de la electricidad está actualmente en una situación de inestabilidad normativa.

La característica principal de muchos países, como puede ser España, son los constantes cambios y giros regulatorios del sector que no hacen más que agrandar la inseguridad del sistema eléctrico. Es muy importante tener un marco regulatorio estable y coherente para que las empresas y los inversores puedan apostar por el sector de los sistemas FV.

Otra característica de la situación normativa actual es la falta de armonización entre países. La falta de regulación y normalización en la que estamos hoy en día no hace más que obstaculizar la integración en la red de los sistemas FV, ya que se están exigiendo diferentes requerimientos y comportamientos país a país.

2.3. Requerimientos actuales

En muchos países Europeos, están entrando en rigor unos nuevos requerimientos de interconexión para los sistemas FV conectados a red, que tienen como tarea apoyar la operación y la estabilidad de la red.

Teniendo en cuenta el cambio de rol que se está dando en los últimos años y que ha quedado detallado en el Apartado 2.2., todas las normativas actuales exigen unos requerimientos a los sistemas FV para asegurar la estabilidad de la red. Estos requerimientos, hacen referencia a los aspectos descritos en los siguientes apartados. En estos apartados, se recogen de forma genérica los comportamientos que se les están exigiendo a los sistemas FV, para posteriormente poder comprender de mejor manera los nuevos desarrollos tecnológicos que se están dando en este sector.

2.3.1. Regulación de tensión

Las instalaciones de producción FV estarán capacitadas para participar en el control y regulación de la tensión del sistema eléctrico tanto en el régimen permanente como en el régimen perturbado. Los sistemas FV se basarán en la inyección o absorción de potencia reactiva para la realización del control de la tensión.

De este modo, las instalaciones tendrán que tener la capacidad de realizar un control de tensión tanto a consigna de tensión como a consigna de potencia reactiva o factor de potencia. El modo de control concreto, será indicado por el operador del sistema en función de las condiciones de operación en cada momento y las instalaciones deberán de estar capacitadas para implementar en tiempo real un cambio en la consigna.

La mayoría de los códigos de red de hoy en día, exigen a las instalaciones FV que en el régimen permanente (dentro de un rango de tensión establecido), tengan que disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva (Q) en un rango mínimo obligatorio. Además, deberán de modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión dentro de la banda de tensiones admisibles.

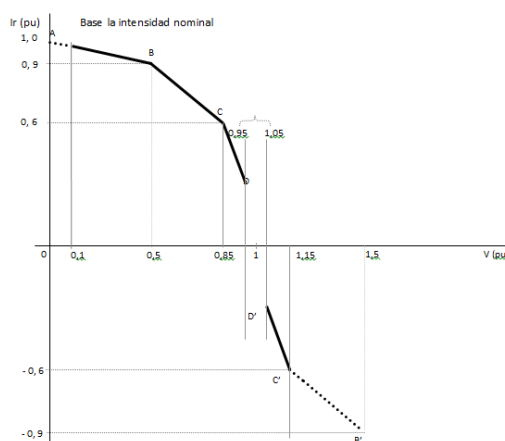


Figura 8: Ejemplo de regulación de la tensión mediante inyección/absorción corriente reactiva.

2.3.2. Control de frecuencia-potencia

Por una parte, las instalaciones FV, deberán de estar capacitadas para establecer como potencia base de funcionamiento, todo el recorrido de potencias factibles hasta su máxima potencia disponible (de acuerdo al recurso de energía primaria del que dispongan). Tendrán que establecer esta potencia base a requerimiento del operador del sistema con el objeto de poder dar cumplimiento a lo regulado en los procedimientos de operación de los distintos códigos de red.

La planta de generación tiene que ser capaz de reducir su salida de potencia. Los siguientes casos permiten a los operadores de red limitar temporalmente la alimentación de potencia o la desconexión de la planta:

- Riesgo de operación inseguro del sistema.
- Riesgo de congestión en la red.
- Riesgo de efecto “islanding”.
- Riesgo de inestabilidad estática o dinámica de la red.
- Riesgo de sistema inestable debido a un crecimiento de la frecuencia.
- Llevar a cabo reparaciones o construcciones.
- En el contexto de la administración de la producción, administración de la alimentación y administración de la seguridad de la red.

En la actualidad, se les está empezando a exigir también la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada de la producción. Dichas limitaciones en las rampas, serán establecidas por el operador del sistema.

Por otro lado, las instalaciones deberán de disponer de quipos de regulación frecuencia-potencia, para poder prestar el servicio complementario pero obligatorio de regulación primaria en los términos que establezca el código de red. Es decir, la instalación deberá ser capaz de aumentar/disminuir su potencia activa en función de la

disminución/aumento de la frecuencia del sistema y tendrá que activarse y desactivarse en tiempo real a solicitud del operador del sistema.

Todos los códigos de red, tienen marcados unos valores límite (máximo y mínimo) de frecuencia, en los que por encima y por debajo de ellos la planta tendrá que desconectarse de la red por sobre frecuencia o sub frecuencia. Además, también tendrán marcados unos rangos en los cuales las unidades de generación tendrán que reducir o aumentar su potencia de salida con el fin de apoyar la estabilidad de la frecuencia. Cuando la frecuencia de la red esté por debajo de la nominal, las plantas FV tendrán que aumentar su producción de potencia activa con el fin de ayudar a restablecer esa frecuencia nominal.

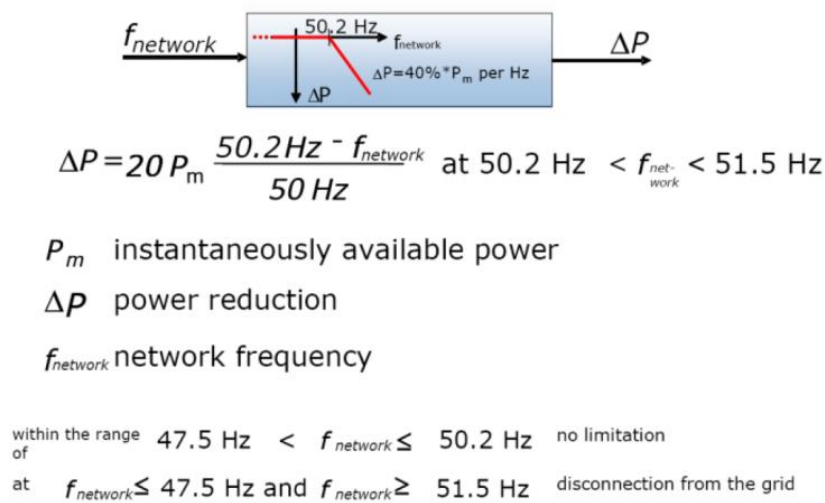


Figura 9: ejemplo de requerimiento de reducción de la potencia activa en el caso de sobrefrecuencia.

Además de esto, los sistemas FV deberán de estar capacitados para enviar al operador del sistema la medida correspondiente a la diferencia entre la potencia activa producible conforme al recurso de energía primaria y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del operador del sistema.

En resumen, tanto los requerimientos de control de frecuencia como los requerimientos de gestión de la energía, se hacen mediante un control de la potencia activa.

2.3.3. Comportamiento ante huecos

La instalación y todos sus componentes deberán de soportar sin desconexión huecos de tensión trifásicos, monofásicos o bifásicos, en el punto de conexión a red, con los perfiles de magnitud y duración indicados por cada código de red. Todas las normativas FV tienen una figura que se encarga de describir este comportamiento, el Fault-Through-Ride del que hablaremos en el Apartado 2.4.2. Este requerimiento les exige a las plantas FV la no desconexión de las mismas, bajo unas condiciones determinadas de tanto por unidad de la tensión nominal y de tiempos.

Durante la falta y posterior recuperación del sistema, las máquinas generarán la máxima corriente posible (nunca inferior a la corriente nominal) y el reparto de esta corriente entre componente activa y reactiva deberá cumplir lo establecido en los códigos de red. Se intentará mantener una generación de potencia activa lo más parecida posible a la generada antes de producirse la falta.

2.3.4. Anti-islanding

Hoy en día, todos los países exigen a las instalaciones FV que dispongan de medios para la detección del funcionamiento en isla.

El funcionamiento en isla o efecto “islanding”, es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de generación distribuida, continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada. Es decir, en un sistema solar FV conectado a red, se produce la condición “islanding”, cuando por alguna razón cae la red y el sistema FV continua inyectando corriente a las cargas receptoras. En este momento, se pueden dar situaciones de confusión y quedar alterada la seguridad del sistema, ya que se pueden crear situaciones en las que creamos que las cargas no están siendo alimentadas (porque ha caído la red), pero en realidad estén bajo tensión (proveniente de los sistemas FV).

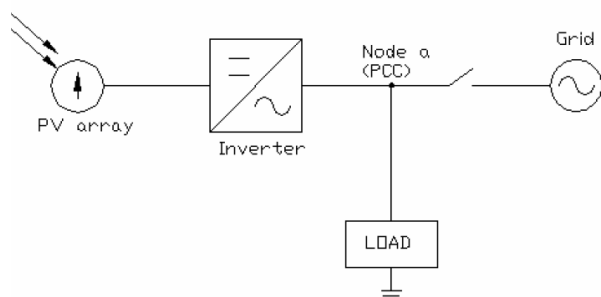


Figura 10: configuración esquemática sistema bajo situación islanding.

En este esquema podemos apreciar que aunque la red haya sido desconectada del sistema mediante un interruptor de desconexión, el sistema FV sigue energizando las cargas y así, el equipo FV y las cargas quedan aislados del resto, produciendo el efecto “islanding”.

Las causas que pueden crear este efecto son muy diversas:

- Fallo detectado por la red y que deriva en la activación de un dispositivo de desconexión, pero no detectado por el inversor o los dispositivos de protección.
- Apertura accidental del suministro de red por fallos de equipos.
- Cambios repentinos en la red de los sistemas de distribución y cargas.

- Desconexión intencionada para servicios de mantenimiento.
- Errores humanos y vandalismo.
- Un accidente natural.

Es muy importante que el efecto “islanding” sea previsto, ya que de no ser así, las consecuencias que puede crear son muy diversas y pueden afectar en gran medida tanto a la seguridad, como a la responsabilidad y mantenimiento de la calidad de la energía suministrada a los consumidores.

Por todo esto, los requisitos anti-islanding han ido evolucionando de manera diferente en cada país. Pero podemos decir que hoy en día, la gran mayoría de los países exigen un comportamiento anti-islanding a los sistemas FV. Por esto, todo generador debe estar equipado con dispositivos de protección que permitan la desconexión de la red en caso de fallos, y de esto se encarga el inversor.

Los dispositivos básicos de protección están situados en los inversores y consisten en la detección de sobre y sub frecuencias y tensiones en la red. Para llevar a cabo estas funciones, los inversores podrán disponer de métodos de detección activos y pasivos que para más información pueden en [3]

2.3.5. Calidad de suministro

En materia de calidad de suministro, las distintas normativas exigen a los generadores FV que cumplan en mayor o en menor medida con los parámetros que hemos descrito en el apartado 1.3.2. El cumplimiento de estos requerimientos es vital para el desarrollo de este sector, ya que solo de esta manera se puede apostar por un sistema de generación eléctrica basado en fuentes de energías renovables.

2.4. Variedad normativa

2.4.1. Países

Como hemos introducido en el Apartado 2.2., la variedad regulatoria que nos podemos encontrar de país a país incluso de región a región es uno de los mayores problemas asociados al desarrollo de los sistemas FV conectados a la red.

Como cualquier tecnología que está en proceso de desarrollo, es normal que hasta no lograr una madurez y una implantación determinada, el marco regulatorio asociado ha dicho sector este caracterizado por la inestabilidad. Aun así, nos atrevemos a decir que en el ámbito de los sistemas FV conectados a red, el marco regulatorio no está evolucionando al mismo ritmo que la tecnología.

Los países con más tradición FV a nivel mundial, tienen unos marcos regulatorios y unos códigos de red que coinciden en la gran mayoría de requerimientos y de comportamientos asociados a los sistemas FV, pero cada uno con sus particularidades. Con esto lo que queremos dar a entender es que, aunque el requerimiento sea el mismo en un país o en otro (por ejemplo la regulación de la tensión), en uno te van a pedir que lo cumplas en unos márgenes, y en el otro en otros márgenes distintos. Esto solo es un ejemplo, pero como se puede apreciar en el documento [4] que trata de recopilar y comparar los distintos códigos de red de varios países, la dispersión de los parámetros de los requerimientos es indiscutible.

Podemos decir que existen unos requerimientos básicos que la mayoría de los países tienen en común. Analizando los códigos de red de países como España, Alemania, Italia, Francia, Sudáfrica, México y Puerto Rico, podemos encontrar en todos ellos los siguientes requerimientos: regulación de la tensión y comportamiento frente a sobretensiones, comportamiento ante huecos de tensión, regulación de la frecuencia y potencia de la red, calidad de la onda suministrada a la red... Aun así, aunque los requerimientos sean los mismos, no vamos a encontrar dos países con los mismos parámetros que cumplir o métodos a utilizar. Cada país tiene sus límites de frecuencia y de tensión, distintos parámetros de huecos que tiene que soportar, distintos métodos anti-isla, distintos métodos de apoyo dinámico a la red...

Otro de los aspectos negativos, es que incluso estando en un mismo país, los cambios regulatorios son constantes y esto hace que se convierta en un negocio muy inestable.

2.4.2. Comparación Fault-Through-Ride

A continuación, vamos a utilizar la comparación entre requerimientos ante huecos de tensión de los países más desarrollados a nivel mundial en el sector FV, para entender mejor la variedad normativa que caracteriza dicho sector. La utilización de las gráficas Fault-Through-Ride, nos ha parecido la herramienta perfecta para poder ver de una manera gráfica la falta de normalización y armonización.

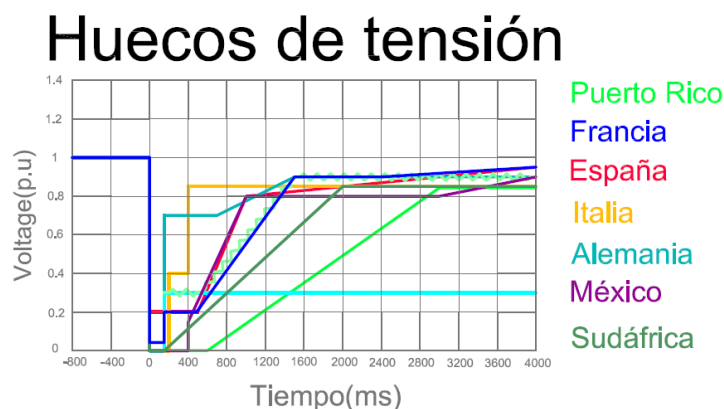


Figura 11: comparación graficas Fault Through Ride de distintos países. Fuente: [4]

Como podemos apreciar en la Figura 9, el requerimiento de comportamiento ante huecos de tensión es un requerimiento que lo exigen todos los códigos de red a nivel mundial. En esta imagen, solo salen 7 de los países más desarrollados en energía solar, pero podríamos representar las gráficas de otros muchos países y la figura seguiría siendo muy parecida.

Con esto lo que queremos decir es que, como se puede apreciar en la Figura 9, aunque todos los países tengan unos parámetros muy parecidos en cuanto a profundidad de huecos y tiempos en los que tienen que aguantar sin desconexión, no hay dos gráficas iguales.

- **España:** están obligados a soportar huecos de hasta el 80%. En 500ms tendrán que despejar la falta y en los siguientes 500ms tendrá que ser capaz de recuperarse hasta un 0.8pu.
- **Puerto Rico:** tendrán que soportar huecos del 100% durante un tiempo de 600ms. A los 3 segundos de producirse la falta, la instalación deberá ser capaz de estabilizar su tensión a 0.85pu.
- **Sudáfrica:** distingue tres categorías de instalaciones. Deberán de soportar huecos del 100% durante 150ms.
- **Francia:** las instalaciones mayores de 5 MW, deberán permanecer en funcionamiento ante huecos del 95% durante 150ms. Después de estos 150ms, la tensión deberá de aumentar a 0.2pu pudiendo mantenerse en este valor 350ms más de los permitidos para el valor de 0.05pu. En el siguiente segundo, la instalación deberá de alcanzar el 0.9pu de la tensión.

Los sistemas FV conectados red, estarán obligados a mantenerse sin desconexión para huecos con parámetros por encima de las rayas que se dibujan en la gráfica. Es decir, utilizando la gráfica de España de la Figura 10 como ejemplo, los generadores FV estarán obligados a soportar todos los huecos que componen el área gris.

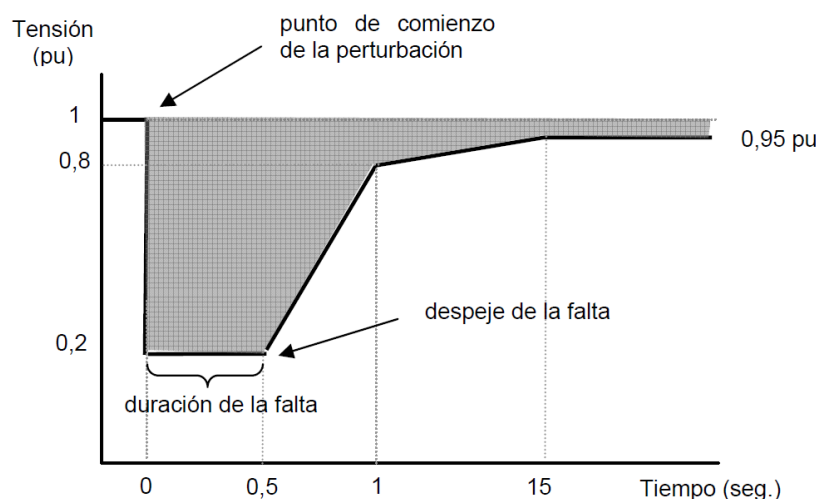


Figura 12: curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión Fuente: P.O.12.3

Como han podido comprobar, la variedad de los valores de los parámetros y de pequeños detalles puede llegar a ser caótica. Además, hemos podido comprobar que no solo entran en juego los dos parámetros fundamentales de profundidad de hueco y tiempo de desconexión, sino que hay países que además de esto hacen diferenciaciones entre tipos de huecos de tensión o tipos y tamaños de las instalaciones.

Con este ejemplo, queríamos poner de manifiesto la importancia de un marco regulatorio común a nivel internacional.

2.5. Armonización Europea

Las distintas normas, requerimientos, leyes y recomendaciones en distintos países, tienen naturalmente diferentes características que se han desarrollado para distintas necesidades y condiciones locales.

La ausencia de unas especificaciones de interconexión armonizadas es uno de los obstáculos más importantes para el amplio desarrollo de los DER (Distributed Energy Resources).

Como hemos comentado en anteriores apartados, para conseguir una fuerte armonización que impulse el sector de la FV, hace falta una estrecha colaboración entre todas las partes que componen el sector. Estas partes, podemos agruparlas básicamente en la comunidad científica o investigadora, el tejido industrial o fabricantes de los componentes y los organismos gubernamentales, reguladores y operadores de red.

Podemos decir que el objetivo de hacer frente a esta diversidad tanto normativa como tecnológica, ya ha sido tomado en cuenta por la comunidad investigadora y es también uno de los objetivos clave de los laboratorios independientes europeos. Muestra de ello tenemos a varios proyectos que actualmente están trabajando y llevando a cabo una serie de actividades, con el fin de desarrollar unos requerimientos armonizados de interconexión y una normativa común para fuentes de energía distribuida.

2.5.1. CLC/TC8X

Es un proyecto que está llevando a cabo el CENELEC (comité Europeo para la normalización electrotécnica) el cual tiene como objetivo la armonización Europea a nivel normativo de la conexión de generación distribuida a las redes de MT y BT.

El CLC/TC8X, es un grupo de trabajo que lo forman los laboratorios más punteros en este campo, los operadores del sistema de distribución, los reguladores y los fabricantes.[5]

2.5.2. DER-Lab

Es un proyecto fundado por la UE que está formado por 11 laboratorios europeos. Su misión es apoyar la integración de fuentes de energía renovables y la generación distribuida en el suministro de la electricidad, y para ello:

- Describen requisitos comunes.
- Desarrollan criterios de calidad.
- Apoyan actividades internacionales de pre estandarización.

Dos de sus objetivos principales son, por una parte aconsejar al grupo de trabajo CLC/TC8X descrito en el apartado anterior y por otra parte, tratar la necesidad de armonización en el campo de los convertidores de potencia. Para este último, el Der-Lab ha creado el International White Book que recoge las necesidades de regulación de los convertidores estáticos para poder cumplir con los requisitos de servicios auxiliares, comportamiento ante huecos de tensión...

Para más información consultar en [6] [7].

3. Desarrollo tecnológico

En este apartado intentaremos analizar de la manera más clara y gráfica posible, el estado del desarrollo tecnológico y del mercado en el sector de la FV. Teniendo en cuenta todo lo expuesto en los apartados anteriores y partiendo del estado actual de las normativas, requerimientos y principales problemas o retos de los sistemas FV conectados a red, en este apartado recopilaremos el estado actual entre problema, solución tecnológica y mercado.

Es decir, partiremos de un requerimiento o comportamiento asociado a los sistemas FV conectados a red que se están exigiendo en las distintas normativas, para posteriormente analizar las propuestas o soluciones tecnológicas que se le están dando o se están proponiendo a nivel experimental. Finalmente analizaremos si el mercado tiene ya desarrolladas estas soluciones tecnológicas o no.

Dicho estudio se ha realizado partiendo de la documentación normativa de los países más desarrollados a nivel mundial como son España, Alemania, Italia, Sudáfrica, México, Francia y Puerto Rico. Posteriormente, se han analizado las soluciones y propuestas tecnológicas: a nivel experimental y académico mediante artículos científicos y analizando en mercado FV mediante fabricantes de productos.

Las empresas o fabricantes que hemos analizado han sido las siguientes:

SMA	
Power-one	
KACO	
Fronius	
Ingeteam	
Beacon Power	
Sun2Market	
MeteoLógica	

Figura 13: fabricantes líderes en el sector FV

3.1. ISLANDING

Problema o requerimiento:

La definición de funcionamiento en isla o efecto islanding, las causas que lo provocan y las consecuencias que pueden provocar, han quedado descritas en el apartado 2.3.4 y para más información pueden consultarlo en [3]. El problema más importante asociado al citado funcionamiento en isla, es el peligro que puede suponer tanto para los equipos, como para las personas. Por lo tanto, la solución a este requerimiento básicamente se puede dar de la siguiente manera: con métodos de detección que se encarguen de detectar cuando una red está trabajando en funcionamiento en isla y posteriormente protegiendo los equipos para que no sean dañados y así, garantizar la seguridad de la red.

Hay que tener en cuenta que para un correcto funcionamiento de la red, es esencial que la tensión, frecuencia y forma de onda de la tensión se mantenga dentro de unos límites especificados. Por esto, es imprescindible garantizar que todos los sistemas generadores (también los FV) sean capaces de detectar el funcionamiento en isla, ya que el efecto islanding podría hacer que alguno de los parámetros saldría de esos límites marcados por las distintas normativas.

Normativas:

Existen múltiples técnicas anti-islanding actualmente aplicadas en diversos países. No se puede decir que haya una normativa común a nivel mundial a cerca de dicho requerimiento. Cada país, tiene unas normativas y por eso, los fabricantes de inversores tienen que amoldarse a dichas normativas y están obligados a fabricar equipos polivalentes que garanticen un comportamiento anti-isla según normativa local. Por citar algunos ejemplos, Alemania y Austria requieren sofisticados sistemas de monitorización basados en mediciones de la impedancia de la red.

Solución tecnológica:

Tecnológicamente hablando, es una de las soluciones más maduras a día de hoy. La gran mayoría de los sistemas FV conectados a red utilizan los llamados inversores anti-islanding. Como podemos observar, como en la gran mayoría de los casos, la solución pasa otra vez por el inversor FV.

Los dispositivos de protección básicos, consisten en la detección de sobre y sub tensiones y frecuencia en la red, pero, aunque ayudan a prevenir el efecto “islanding”, muchas veces resultan insuficientes. Los llamados inversores anti-isla, están diseñados para sistemas con conexión a la red y se caracterizan por disponer, además de métodos de protección pasivos basados en la sobre/sub tensiones y frecuencias anteriormente citados, de métodos activos de detección y desconexión en caso de caída de red.

Hoy en día, la tecnología en cuanto a métodos de protección anti-isla está muy madura y existen infinidad de métodos probados y certificados. Hay que tener en cuenta que todos estos métodos, tienen que superar unos test anti-islanding que han sido elaborados principalmente por la IEEE, la IEC y la UL para poder ser considerados como tal. No vamos a entrar en detalle en explicar los distintos métodos que se pueden encontrar en el mercado, ya que cada fabricante y cada país suele tener tendencias que tiran para un lado o para otro. Lo que sí es importante saber, es la diferencia entre los métodos pasivos y los métodos activos.

Básicamente, podemos decir que los métodos activos son aquellos que basan la detección en la monitorización de parámetros seleccionados como la tensión o la frecuencia, mientras que los métodos pasivos son aquellos que introducen algún tipo de anomalía intencionadamente en el circuito, para después monitorizar la respuesta y poder concluir si la red está en funcionamiento en isla o no.

Mercado:

El mercado FV está lleno de soluciones para el efecto islanding. De hecho, es tal la madurez del mercado que muchas fabricantes, mediante sus instaladores expertos, son capaces de ir a cualquier país y ante cualquier normativa y requerimiento, configurar los inversores para poder cumplir con el comportamiento requerido. Los modernos y polivalentes inversores de los fabricantes más importantes a nivel mundial, permiten este tipo de servicios que aportan mucha seguridad a sus clientes, ya que se puede decir que les ofrecen un servicio totalmente personalizado. A continuación, exponemos unos de los productos de Power-One e Ingeteam que se encuentran disponibles en el mercado:

Fabricante: POWER ONE

Producto: Inversores Gama Aurora para grandes instalaciones conectadas a red.

Modelo: Aurora Ultra 1050.0-TL-OUTD



El fabricante Power One, una de las grandes empresas de inversores FV a nivel mundial, dispone de protección anti-isla en toda su gama de inversores Aurora. En las hojas de especificaciones de dichos productos, ponen de manifiesto su compromiso en garantizar una protección anti-isla según normativa local. Tienen una amplia gama de potencias que van desde los 2kW-6kW hasta los 1,4 MW de los inversores centrales para grandes instalaciones. Poseen distintos certificados de conformidad para

cada país y además de esto, dentro de la Gama Aurora tienen el modelo Isolated. Este modelo está diseñado para ser utilizado en todos los países y regiones que necesiten configuraciones específicas, ya que permite la configuración de los códigos de red de

los principales países y la visualización en los principales idiomas. Para más información [8].

- **Certificación:** CE
- **Normas EMC y de Seguridad que cumple:** EN 50178, EN 62109-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4.
- **Normas de conexión a red que cumple:** CEI-0-16, BDEW, FERC661, P.O.12.3.

Fabricante: INGETEAM

Producto: Inversores solares Gama Ingecon

Modelo: Ingecon Sun 1 Play



Otro ejemplo de un importante fabricante de inversores FV es Ingeteam. Dicho fabricante, en su gama de inversores Ingecon, dispone de protección anti-isla, además de protección frente a polarización inversa, frente a sobretensiones, cortocircuitos y fallos de aislamiento. En este ejemplo, hemos escogido un inversor monofásico de entre 3-7 kW para uso doméstico pero todos los productos de la gama garantizan una correcta protección frente a funcionamiento en isla [9]. Este modelo está preparado para cumplir los requerimientos de conexión a red de los distintos países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico.

- **Certificación:** CE
- **Referencias normativas:** EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, G83/1-1, P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, AS3100, IEC 62116.

Resumen:

Podemos concluir que en la actualidad, en materia anti-isla, el mercado FV está tecnológicamente maduro, pero en materia normativa y de legislación queda mucho que hacer. Destacar que la solución anti-isla, viene dada en todos los casos por el inversor FV.

Como hemos podido comprobar con los anteriores ejemplos de productos, el mercado de los inversores FV tiene implantadas todas la tecnologías desarrolladas a nivel experimental y podemos encontrar a la venta productos que nos garanticen una correcta protección ante posibles situaciones islanding. El gran problema para los fabricantes de estos productos, es que dependiendo de la situación geográfica de sus clientes, tienen que hacer frente a distintas normativas, a veces incluso dentro de un mismo país.

Hay que recalcar que una normativa común a nivel mundial, ayudaría mucho por un lado a los fabricantes de inversores FV, por otro lado a los promotores o clientes y finalmente a los gobiernos, ya que existiría un mejor escenario en el que poder impulsar las energías renovables.

3.2. HUECOS DE TENSION

Problema o requerimiento:

Uno de los comportamientos que más se repite en todos los cogidos de red y que más ha revolucionado el campo de los sistemas FV conectados a red, ha sido el de los huecos de tensión. Como bien se ha explicado antes en el apartado 2.2., a raíz del cambio de rumbo en el rol de estos sistemas descentralizados, un robusto comportamiento frente a este tipo de condicionantes de la red, es de vital importancia para el futuro desarrollo del sector de los sistemas FV.

Hoy en día, la mayoría de los países, obligan a los sistemas FV conectados a la red a que contribuyan a la estabilización de la tensión de la red y a que no se desconecten ante posibles huecos de tensión. Como se ha explicado en el apartado 2.4.2., aunque todos los países tengan un requerimiento parecido de Fault-Through-Ride (por ejemplo, en España viene recogido en el documento P.O.12.3), cada uno tiene asignados unos valores distintos para los parámetros de profundidad de hueco y tiempos de desconexión. Esto, dificulta mucho la solución, ya que lo que te puede valer en un emplazamiento concreto de la geografía mundial, puede que no sea suficiente en otro emplazamiento distinto.

Normativas:

Se puede decir que hoy en día, casi la totalidad de los países más avanzados en el mundo de la generación FV conectada a red incluyen en sus normativas requerimientos de comportamiento ante huecos. Por poner un ejemplo, en España (uno de los países con mayor número de sistemas FV a gran escala conectados a la red), la normativa o documento que rige dicho comportamiento es el P.O.12.3. En él, básicamente se describe la gráfica tensión (pu)- tiempo admisible (seg), el comportamiento que tienen que tener las instalaciones ante dichos huecos de tensión y como debe hacerse la regulación primaria obligatoria.

Solución tecnológica:

La solución tecnológica para afrontar los requerimientos ante huecos de tensión, como en muchos otros casos, viene dada por el inversor FV. El inversor fotovoltaico, además del elemento clave de la producción de las plantas, es el protagonista de la posible solución para cumplir con los códigos de red que en cada país son aplicables.

Para resolver el problema de huecos de tensión, el inversor (mediante su sistema de monitorización) detecta unos parámetros de red que le hacen conocedor de la existencia de un hueco de tensión. Al detectar dicha condición de hueco, el inversor entra en el modo LVRT (Low Voltage Ride Through) y entonces, en función de la normativa aplicable, se fijan las consignas de potencia reactiva y activa que correspondan.

El funcionamiento normal de un inversor FV, es inyectar a la red sólo potencia activa, es decir, factor de potencia unidad. Sin embargo, durante un hueco de tensión, los inversores deberán de ser capaces de inyectar potencia reactiva a la red. Además, estos inversores, deberán de tener la posibilidad de cambiar la configuración de sus parámetros, ya que cada normativa tendrá unos requisitos de consumos e inyección de potencia reactiva durante dicho hueco.

La mayoría de los inversores, tienen implantados sistemas de control que posibilitan realizar la regulación de reactiva de modos distintos, básicamente, a consigna externa o mediante una regulación dinámica.

Mercado:

Una vez analizado el mercado mundial de los inversores FV, podemos concluir que existe una cantidad de productos bastante grande que es capaz de dar solución a dicho problema. Hoy en día, disponemos en el mercado de inversores de distintas características (potencia, topología...) y fabricantes, con una tecnología madura y contrastada en el ámbito del comportamiento ante huecos. A continuación, pondremos unos ejemplos:

Fabricante: POWER ONE

Producto: Inversores Gama Aurora para grandes instalaciones conectadas a red.

Modelo: Aurora Ultra 1050.0-TL-OUTD



Tal y como hemos comentado en el anterior apartado referido a comportamiento anti-isla, este producto de Power One, cita en su ficha técnica [8] que una de las muchas normativas de conexión a red que cumple es el P.O.12.3 de España [10]. Al tratarse de un documento acerca de los requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión, podemos decir que este producto soporta huecos de tensión y por lo tanto, cumple con el requisito o problema citado en este apartado.

- **Certificación:** CE
- **Normas EMC y de Seguridad que cumple:** EN 50178, EN 62109-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4.
- **Normas de conexión a red que cumple:** CEI-0-16, BDEW, FERC661, P.O.12.3.

Fabricante: INGETEAM

Producto: Inversores solares Gama Ingecon

Modelo: Ingecon Sun PowerMax (275-1019 kW)



En la ficha técnica de este producto [11], podemos leer que nos garantiza un comportamiento robusto frente a huecos de tensión. Además, otra evidencia para asegurar el comportamiento ante huecos de este producto es que entre las distintas normativas de conexión a red que cumple, incluye el P.O.12.3. Este documento que salió en rigor en España (para más información consultar en [10]), trata sobre los requisitos

de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial. Así, este producto es capaz de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva y controlar la potencia activa entregada a la red.

- **Certificación:** CE
- **Normas EMC y de Seguridad que cumple:** EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, FCC Part 15.
- **Normas de conexión a red que cumple:** BDEW MT, RD 661/2007, P.O.12.3, CEI 0-16, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, Allegato A70 TERNA, IEEE 1547, Arrêté 23-04-08.

Resumen:

Podemos decir que el estado de la madurez tanto normativa como tecnológica relacionado a los requerimientos de huecos de tensión es grande. Por una parte, la mayoría de los países incluyen requerimientos de huecos en sus normativas, por otra parte es un tema muy estudiado y desarrollado experimentalmente y finalmente, el mercado FV está totalmente preparado para dar dichas soluciones a los consumidores de cualquier parte del mundo.

Es más, la gran variedad normativa que hay a nivel internacional en este tema, ha hecho que los fabricantes tengan que desarrollar productos y tecnologías que se adapten a los requerimientos específicos de profundidad de hueco y tiempos de desconexión de cada país. Esta característica de variedad normativa, ha hecho que los productos tengan que tener distintos certificados conformes a las especificaciones de cada país. Esto último, es un tema de gran complejidad para muchos fabricantes y por esto, podemos encontrar algunos productos de fabricantes importantes que no se pueden instalar en algunos países en concreto. Por ejemplo, los inversores FV centrales de Fronius, no se pueden instalar ni en España ni en Portugal (seguramente, porque no cumplen con sus Fault-Through-Ride).

3.3. VARIABILIDAD DEL RECURSO SOLAR

Uno de los mayores desafíos de la industria FV, es cómo hacer frente a la inevitable aleatoriedad y variabilidad a la que está sometido su recurso energético, es decir, el recurso solar. Como hemos ido explicando en el TFM, la mayor desventaja de las energías renovables, y en concreto de la energía fotovoltaica, es la variabilidad del recurso y a consecuencia de esto, las fluctuaciones de potencia de salida que generan.

Hace más de 25 años que se expresaron por primera vez las fluctuaciones FV de salida causadas por las nubes. Aun así, no se habían hecho grandes investigaciones para tratar de dar una solución a dicho problema hasta que en la actualidad, a consecuencia del crecimiento de los ratios de penetración renovable, se ha vuelto en un tema muy estudiado.

Cuando los ratios de penetración FV eran muy pequeños, estas fluctuaciones de potencia ocasionadas por los pequeños sistemas FV conectados a red no generan mayores problemas, ya que eran absorbidas por la red sin mayores problemas. Sin embargo, en la actualidad la penetración FV está cogiendo cada vez más peso en el mix energético. Por esta razón, la red eléctrica no puede permitirse el lujo de que los sistemas FV conectados a red afecten negativamente a la calidad de la potencia y a la fiabilidad de la red.

Además de los problemas que pueden ocasionar las nubes o las rápidas fluctuaciones de radiación solar, hay que tener en cuenta que el sol no es un recurso del que podamos aprovecharnos a todas horas del día (como puede ser el viento). Este problema solo podrá ser solventado mediante almacenamiento del exceso de energía que puede ocasionarse durante el día y su posterior aprovechamiento por las noches.

A la hora de estudiar los problemas ocasionados por la variabilidad del recurso solar, hay que diferenciar la variabilidad a largo plazo y la variabilidad a corto plazo. Actualmente, los expertos del sector se están centrando más en estudios relacionados con la variabilidad a corto plazo, ya que es más difícil de predecir meteorológicamente.

Por otra parte, hay que subrayar que las soluciones al problema de la variabilidad del recurso solar pueden ser de dos tipos: una sería la de diseñar y fabricar equipos que estén preparados para poder gestionar y trabajar sin poner en peligro la fiabilidad de la red ante este tipo de fluctuaciones, y la otra sería poder predecir de una manera muy precisa el recurso solar. Es decir, la predicción meteorológica.

3.3.1. Variabilidad del recurso a largo plazo

Problema o requerimiento:

Dentro de la variabilidad del recurso solar a largo plazo, vamos a integrar las fluctuaciones de más de unas horas. Para poder entenderlo mediante ejemplos, podríamos hablar de la variabilidad día-noche, días nublados, estaciones del año...

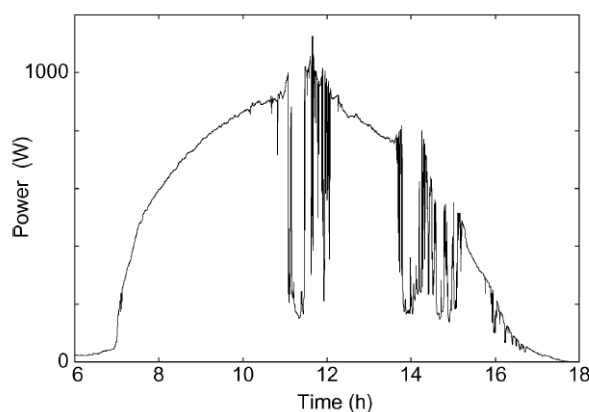


Figura 14: Ejemplo de potencia de salida de un generador FV a largo de un día. Fuente:[12]

Cada vez se busca poder gestionar la energía de una manera más inteligente y poder dar soluciones a los pequeños inconvenientes que traen consigo los sistemas FV y en general los sistemas que dependen de un recurso energético variable y difícil de predecir.

Hoy en día, los códigos de red y normativas están empezando a exigir requerimientos en cuanto a la continuidad del suministro y la regulación primaria de los sistemas FV. Hace unos años, se admitía que este tipo de generación inyectara potencia a la red solo cuando disponía del recurso solar y además, lo hacía de manera que entregaba toda la potencia disponible. Sin embargo, cada día son más los países que requieren que los sistemas FV conectados a red tengan que cumplir con unos mínimos de regulación primaria de la red y continuidad de suministro independiente a la variabilidad del recurso solar. Cuanto mayores son los ratios de penetración FV, más exigente tiene que ser la red eléctrica.

Normativas:

Todos los códigos de red de los países más desarrollados en cuanto a integración FV a la red exigen unos requerimientos de continuidad de suministro, fiabilidad de la red y regulación primaria de la misma. El problema que hemos presentado en el apartado anterior, afecta directamente a estas nuevas exigencias y por lo tanto, están obligando a la comunidad científica y al mercado FV a trabajar en la búsqueda de soluciones.

Hay que destacar que las normativas y los países son muy exigentes con las energías renovables y les están exigiendo comportamientos parecidos a los sistemas de

generación convencionales de combustibles fósiles. En definitiva, en futuro se les va a exigir que mediante un recurso energético variable y aleatorio, puedan dar una repuesta igual a los sistemas de generación convencionales.

Solución tecnológica:

Se podría decir que las soluciones tecnológicas para evitar las fluctuaciones de potencia ocasionadas por las variabilidades a largo plazo ya están tecnológicamente logradas y pasan obligatoriamente por el almacenamiento.

Bastaría con instalar un sistema de almacenamiento con la suficiente capacidad para poder complementarse con la generación FV y poder suplir la demanda en las horas en las que el generador lo disponga de recurso solar. Además existen muchos tipos de almacenamientos distintos que podrían ser más o menos apropiados dependiendo de las condiciones concretas de cada instalación. Sin embargo, aunque la tecnología este ahí, hay que subrayar que el almacenamiento es el gran reto de los próximos años, ya que hoy en día tienen unos precios muy elevados y no hay fabricantes que produzcan estos productos a gran escala.

Además, si estamos hablando de sistemas FV a gran escala los cuales hoy en día pueden llegar a las decenas de MW, estaríamos obligados a instalar unos sistemas de almacenamiento excesivamente grandes y caros. Por esta razón (y aunque se hayan hecho este tipo de instalaciones experimentalmente con distintos tipos de almacenamientos), no es un campo en el que la comunidad científica esté investigando mucho. La clave en este sentido la tienen más los fabricantes de sistemas de almacenamiento.

En cambio, a pequeña escala, sí que se han desarrollado muchos proyectos a nivel experimental de sistemas híbridos de generación FV/ diésel o de generación FV/ baterías / red eléctrica [13] [14]. Además de estos proyectos, muchos fabricantes de inversores están desarrollando nuevos productos que podrían dar solución al problema de la variabilidad a largo plazo del recurso solar.

3.3.1.1. Inversor + batería

Una de las soluciones más utilizadas y estudiadas es la de utilizar instalaciones con inversor y batería. Lo más fácil y lógico, sería que los usuarios de sistemas FV, instalaran una batería o un sistema de almacenamiento para dar soporte a su instalación FV y mediante el inversor y un regulador de carga, gestionar de manera eficiente la energía. Por dar un ejemplo, en Alemania están intentando solucionar el pico de demanda del día mediante esta solución. Están subvencionando la compra de baterías a todos los usuarios particulares para que las instalen en sus instalaciones domésticas y así, poder descongestionar la red a las horas pico.

Aunque en este TFM nos estemos ocupando de los sistemas FV conectados a la red, no hay que olvidarse que para que la producción de energía FV sea importante en la transición energética, los temas de suministro local y autoconsumo son muy importantes. De hecho, hoy en día es uno de los temas en los que más se están focalizando los fabricantes e investigadores del sector de la FV.

Así pues, en el ámbito del autoconsumo, necesitamos sistemas de almacenamiento de electricidad descentralizados y un gran control inteligente y regulación de la energía. Además de esto, uno de los temas más perseguidos es el cómo hacer para igualar la oferta con la demanda y como poder gestionar la energía para que podamos disponer de ella durante todas las horas del día, no solo cuando dispongamos del recurso natural.

Para poder dar solución a estos problemas, algunos fabricantes están sacando a la luz propuestas que consisten en un producto fácil de instalar y asequible que se basa en una combinación entre el inversor FV y una batería de almacenamiento. Parece ser que puede que sea una tecnología con potencial de cara al futuro, ya que hemos encontrado que varios fabricantes importantes a nivel mundial están centrando sus esfuerzos en sacar al mercado lo antes posible productos de este estilo.

Fabricante: SMA

Producto: Inversor FV con almacenamiento

Modelo: Sunny Boy Smart Energy



El fabricante alemán SMA, líder en el sector FV a nivel mundial, es uno de los fabricantes que más está apostando por el I+D y por la innovación. En ese contexto tenemos que ver el siguiente producto en el que están trabajando en la actualidad para darle una solución a la variabilidad del recurso solar a largo plazo.

Por la información que hemos podido leer en su página web, el producto de momento está probado solo a nivel

experimental. El Sunny Boy Smart Energy consiste en un inversor FV para montaje mural de producción en serie con batería integrada de iones de litio. Es un producto enfocado para ser la solución ideal a las aplicaciones FV típicas del hogar y también para utilizarlo como parte de una solución de gestión inteligente de la energía del hogar.

La gran ventaja de dicho producto es que los operadores pueden seguir utilizando energía solar incluso después del anochecer. La batería integrada, con una capacidad de unos dos kilovatios-hora, permite almacenar electricidad FV que no se está utilizando en el hogar para un momento posterior. Esto, aumenta el autoconsumo desde el punto de vista económico y ecológico y, según explica el gestor comercial de SMA en su página web, en la mayoría de las plantas experimentales en las que lo han probado, solo han necesitado corriente de red durante unas pocas horas durante la noche. Para más información consultar en [15].

- **Certificación:** no especifica.
- **Referencias normativas:** no especifica.

Fabricante: FRONIUS

Producto: Inversor FV con almacenamiento

Modelo: Fronius Symo Hybrid



El Fronius Symo Hybrid es la apuesta central para la solución de almacenamiento “24 horas de sol” de la marca Fronius. Estará disponible con potencias entre 3.0 y 5.0 kW y permitirá que la energía FV producida y no utilizada sea almacenada en una batería. El resultado que pretende el fabricante con este producto es conseguir el autoconsumo y disponer de la energía FV durante el día y la noche, es decir, hacer frente a la variabilidad de noche-día. Para más información consultar en [16].

- **Certificación:** no especifica.
- **Referencias normativas:** no especifica.

3.3.1.2. Forecasting

Como hemos comentado al final del Apartado 3.3., otra manera de dar solución a los problemas ocasionados por la variabilidad del recurso solar, sería poder predecir con total exactitud las condiciones de radiación solar de las que vamos a disponer a todas horas. Esto posibilitaría hacer un planteamiento de los sistemas de generación de los cuales vamos a disponer en todo momento y posibilitaría estimar que producción vamos a tener.

El forecasting es un proceso que consiste en la estimación y el análisis de eventos cuyos resultados reales aún no han sido observados. El forecasting enfocado hacia la predicción de fluctuaciones del recurso solar, consiste en la estimación de las variables de interés en una fecha futura determinada de más o menos un día. Es decir, intenta predecir las condiciones meteorológicas de un día para otro.

En la actualidad, este tipo de predicción específica de las condiciones meteorológicas se hace de manera sistemática y diaria para la energía eólica, pero para la energía solar es mucho más complejo lograr estimar con tanta exactitud la radiación que va a haber en cada instante y lugar en concreto. Hay que destacar que el simple paso de una nube, hace que la potencia de salida de nuestros generadores FV pueda pasar de la máxima a nada.

Mercado:

En cuanto al mercado de inversores híbridos, parece ser que todo indica a que el Sunny Boy Smart Energy pueda estar a la venta en Alemania durante el año 2014, pero no se sabe la fecha con exactitud, ya que dependen de organismos exteriores para las certificaciones del equipo. El equipo estaría disponible en los niveles de potencia de 3,6 y 5 kW y sería el primer producto de estas características en ser lanzado al mercado. Mientras que el Fronius Symo Hybrid, por lo que hemos podido leer su página web, el producto podría estar disponible a lo largo del 2014.

Por lo tanto, podemos concluir que aunque a día de hoy no podamos encontrar a la venta productos híbridos de este tipo, no parece que vayan a tardar mucho en salir a la venta.

En cuanto el mercado del forecasting hay empresas que se dedican a dar este tipo de servicios de predicción de fluctuaciones para poder hacer frente a la variabilidad a largo plazo del recurso solar y así poder anteponerse a ciertas situaciones problemáticas.

Empresa: Meteorológica

Esta empresa española que se dedica a la predicción, ha trabajado en diferentes proyectos y ha dado servicios de predicción a multitud de clientes a nivel mundial. Ofrece servicios muy variados, pero entre ellos destaca los servicios para las energías renovables.

Dentro de los servicios para energía solar FV, destacan las predicciones para plantas solares, predicciones de radiación solar y predicción meteorológica puntual de alguna variable en concreto. Teniendo en cuenta que estamos hablando de forecasting, es decir, de predicciones aproximadamente de un día, destacaríamos el servicio de predicciones para plantas solares. Dicho servicio proporciona una predicción de generación solar de 168 horas con su correspondiente cuantificación de la incertidumbre de las predicciones. Puede ser de gran utilidad a la hora de gestionar y optimizar una fuente de energía variable como el sol.

Empresa: Sun2Market

La empresa Sun2Market, dentro de sus productos y servicios, también ofrece servicios de predicción meteorológica pero no está tan especializada en el forecasting. Los servicios de esta empresa están más centrados en ofrecer asesoramiento meteorológico para proyectos solares, desarrollan proyectos mediante modelización y simulación de sistemas solares FV, ofrecen servicios de bases de datos solares... Digamos que ofrecen servicios más enfocados para los promotores de parques solares o para clientes que requieran de expertos en la implantación y desarrollo de parques solares.

Resumen:

Podemos decir que se tratan de soluciones que están ya en la actualidad y que más tarde o más temprano se incorporaran al mercado. A día de hoy, podemos decir que son productos que tecnológicamente están desarrollados y que se han probado a nivel experimental, pero que faltaría el importante paso de hacerse un hueco en el mercado. La gran barrera que se suelen encontrar los fabricantes del sector FV, son la lentitud de las instituciones de certificación. Hay que tener en cuenta que, al ser unos productos tecnológicamente hablando nuevos, requieren de unos procesos de certificación totalmente nuevos que a su vez requieren aplicar normas y procedimientos de prueba especiales. Por todo esto, el lanzamiento del nuevo equipo de SMA se está retrasando más de lo que les gustaría a sus impulsores, ya que la maquinaria de certificación está funcionando con más lentitud de la que esperaban.

En cuanto a las empresas de predicción, podemos decir que no es un servicio del que se haya sacado mucho partido hasta día de hoy, pero puede de cara a futuro sea una de las herramientas más importantes de cara al desarrollo a gran escala de los sistemas FV. Va a ser un servicio clave para poder lograr grandes penetraciones FV y para sobretodo poder tener una mejor gestión de dicha potencia. El claro ejemplo del desarrollo de estas herramientas lo tenemos en la energía eólica.

3.3.2. Variabilidad del recurso a corto plazo

Problema o requerimiento:

El recurso solar es un recurso energético de una inercia muy baja. Podemos utilizar el ejemplo del recurso eólico o hidráulico para poder comparar y entender mejor lo que queremos decir con el concepto de inercia baja. El viento y los aerogeneradores, son un conjunto con cierta inercia, ya que el viento no puede pasar de soplar muy fuerte a estar totalmente parado en cosa de unos segundos. Además, las palas del aerogenerador, tienen inercia y aunque el viento pare de una manera muy brusca, las palas siguen girando un tiempo por la inercia de la estructura en sí.

En los sistemas FV sin embargo no pasa esto. Por una parte, el recurso solar sí que puede pasar del todo al nada en cosa de unos segundos, y además de esto, las células FV no poseen ningún tipo de inercia, ya que en cuanto dejan de recibir radiación, dejan de generar electrones.

Las bruscas fluctuaciones solares repentinas, están directamente relacionadas con la frecuencia. Nos podemos atrever a decir que es el problema que más se está trabajando en la actualidad y que se está empezando a tener en cuenta en los códigos de red.

La brusca variabilidad de la radiación que se puede dar en unos pocos segundos es la causante de las tan problemáticas fluctuaciones de salida de los generadores FV. La tecnología FV, mediante el llamado control MPPT (punto de máxima potencia) que tienen implementados la mayoría de los inversores FV, ha sido diseñada para responder extremadamente rápido a las condiciones meteorológicas variantes y la regulación suele estar dentro de unas decenas de milisegundos. Esto hace que durante el día, en los momentos de bruscas variaciones solares, la potencia de salida del inversor pueda tener unas rampas muy pronunciadas tanto de subida como de bajada.

Estas fluctuaciones en la potencia de salida del inversor, pueden producir en un momento dado un sobrevoltaje, que a su vez puede llevar a saltar los interruptores o producir daños en los propios equipos. Además de esto, las pronunciadas rampas de potencia pueden hacer mucho daño a la estabilidad de la red, ya que las variaciones en la potencia activa afectan mucho a la frecuencia.

Por lo tanto, vistos los problemas ocasionados por las fluctuaciones solares a corto plazo, los códigos de red y normativas exigen un control de frecuencia-potencia activa a los sistemas FV conectados a red que garantice la fiabilidad y estabilidad de la red eléctrica. Además de esto, una limitación en las rampas admisibles de potencia de salida FV ayudaría en gran medida a suavizar los impactos de estos generadores en la red.

Normativa:

Como acabamos de comentar, todos los códigos de red a nivel mundial exigen unos requerimientos de control de la frecuencia y de la potencia activa inyectada a la red. Pero además de esto, algunos países como Puerto Rico están yendo más lejos y han empezado a exigir un control de las rampas de potencia de salida. La PREPA (The Puerto Rico Electric Power Authority) ha abierto las puertas a la regulación de la variabilidad de la potencia de salida FV imponiendo un valor del 10% de rampa máxima admisible por minuto a las plantas FV conectadas a su red eléctrica. En dicho documento [17], se requiere el Ramp Rate Control (control de rampas) con el fin de suavizar las transiciones de salida de un nivel a otro. La instalación FV debe de ser capaz de controlar el rango de cambio de potencia de salida durante ciertas circunstancias como por ejemplo, ante un incremento de la potencia o ante una disminución de la misma. Por lo tanto, el límite del 10%, afecta de igual manera a los incrementos y disminuciones de potencia de salida.

Además de la PREPA, algunos códigos de red están empezando a exigir combinaciones entre los generadores FV y alguna forma de almacenamiento de energía con el fin de reducir la fluctuación de potencia a corto plazo.

Solución tecnológica:

3.3.2.1. Ramp-Rate Control

El Ramp Rate Control consiste en un tipo de control que se encarga de limitar las rampas de potencia FV de salida de los inversores, con el fin de que no produzcan ningún tipo de perturbación en la red eléctrica. Básicamente se podría decir, que los distintos métodos que pueden implementarse para conseguir limitar las rampas de salida, tienen como objetivo suavizar las variaciones de potencia que se inyectan a la red.

3.3.2.1.1. Método 1: sin almacenamiento

El llamado Método 1 que se va a explicar y tratar de resumir de una manera clara y concisa, se trata del artículo científico presentado por la Universidad Queensland Brisbane de Australia el cual trata sobre el Power Ramp-Rate Control para sistemas FV conectados a red [18]. Como aspectos destacables de este método, se podría decir que es un método que no utiliza almacenamiento, que solo es válido para controlar las rampas de subida y que se centra sobre todo en resolver las repentinas subidas de tensión que pueden ocasionarse en el PCC (point of common coupling) causadas por repentinos aumentos de la radiación solar. Este artículo, propone un nuevo método para controlar las rampas de subida de la potencia FV generada y así poder convertir este proceso de inyección de potencia en un proceso mucho más suave. Al mismo tiempo, los autores de dicho artículo, pretenden poder dejar de utilizar cambiadores de tomas bajo carga (conmutadores).

Este método, se centra en la idea de que el rápido control MPPT no es siempre la mejor opción para los sistemas de potencia, ya que estos pueden causar picos de potencia con rápidos incrementos de la intensidad de la luz solar. Para un sistema típico de distribución, los reguladores de voltaje (cambiadores de tomas en carga) no pueden actuar lo suficientemente rápido para aliviar una sobretensión en el PCC, porque los cambiadores de tomas mecánicos necesitan de 3 a 10 segundos (o quizás más) para mover de una posición a otra. Este método intentará dar una solución a dicho problema.

En general, los inversores FV están diseñados para una generación FV máxima real. Cuando la radiación del sol se dispara, la potencia real FV se eleva en la misma medida. Así, para un tamaño dado del inversor, este está dotado de un pequeño espacio para la generación de potencia reactiva. Pero si querríamos usar el inversor como regulador de la tensión (utilizando la potencia reactiva como estabilizador), tendríamos que tener un inversor de unas medidas muy grandes, y esto nos encarecería el inversor mucho. Por esto, los autores afirman que no es una solución aconsejable.

En 2009, Naoto Kakimoto describió un método Ramp-Rate Control para sistemas FV usando un condensador eléctrico de doble capa [12] y ya antes en el 2006, Conti propuso un control lógico para evitar el sobrevoltaje en el PCC limitando la generación FV real. Este último, explicaba que aunque la generación de potencia FV es normalmente controlada por el estilo MPPT, cuando la tensión en el PCC excediese la máxima tensión permitida, el control MPPT se detendría. Los autores, se dejaron influenciar más por lo propuesto por Conti y así, en este artículo desarrollaron un método para disminuir la velocidad de la tasa de incremento de potencia de los sistemas FV después de una rápida elevación de la radiación.

Este método está basado en la conducción de la tensión desde el terminal en DC del PV hacia la dirección contraria del MPPT cuando la tasa de rampa de la potencia es mayor que un umbral. Por lo tanto, no hay compensación mediante potencia reactiva para la regulación de tensión. Como resultado, este método todavía sigue la normativa IEEE

1547 y no necesita inversores sobredimensionados. Finalmente, el algoritmo de control volverá al control MPPT, por lo cual los sistemas FV podrán lograr una eficiencia máxima. La única pérdida sería la reducción real de potencia durante el control Ramp-Rate Control, pero este solo se dará durante unos pocos segundos o decenas de segundos.

Así, el estudio parte de una primera figura en la que la potencia real FV generada evoluciona de la siguiente manera ante un cambio repentino de la radiación solar. La Figura 12 correspondería a la potencia de salida ante un cambio de radiación solar sin utilizar ningún tipo de método de control de rampas de potencia.

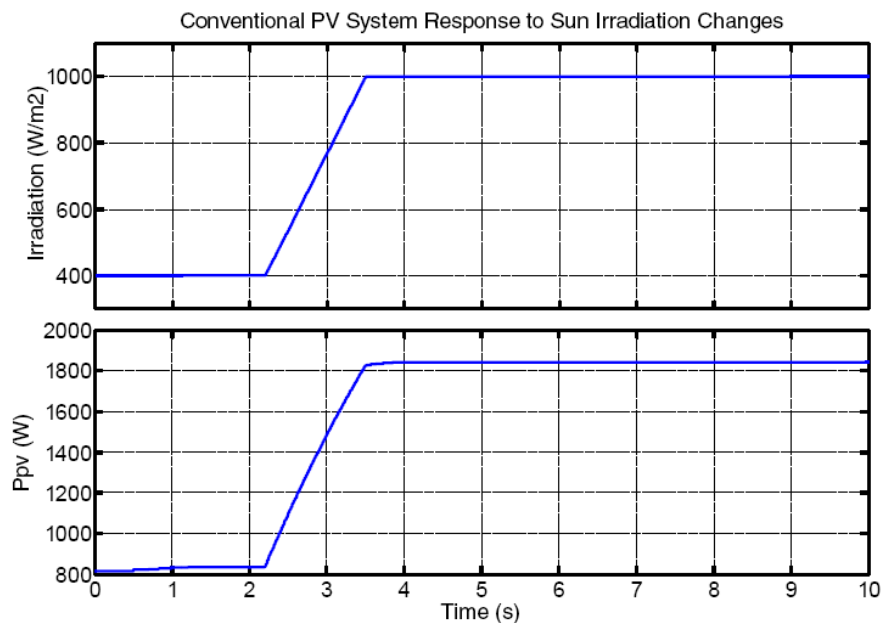


Figura 15: potencia FV real generada con cambios de radiación solar Fuente: [18]

El Power Ramp-Rate Control propuesto para controlar las rampas de subida, usa un algoritmo MPPT para reducir la potencia FV cuando la generación incrementada excede durante un periodo de tiempo dado de referencia. Dentro de un periodo de tiempo concreto, la potencia incrementada es acumulada, y cuando esta potencia acumulada es mayor que un límite fijado, el Power Ramp-Rate Control manda una señal de control para parar o invertir la dirección del MPPT. En general, el algoritmo MPPT está siempre direccionado hacia la dirección de incremento de potencia, por eso, cambiándolo mediante la señal de control, el rango de rampa de potencia podrá ser reducido.

Para ejecutar este control, el artículo propone un método que utiliza los siguientes parámetros:

- n : tamaño de periodo de intervalos de muestreo.
- m_1 : valor de cambio de potencia acumulada mínimo
- m_2 : valor de cambio de potencia acumulada máximo
- k : constante de tiempo del control

Para más información sobre cómo afectan cada uno de los parámetros en los resultados consultar en [18].

Es importante subrayar que actualmente este método solo ha sido simulado, asique como no ha sido introducido todavía en la red eléctrica no está validado. La validación de dicho método se podrá estudiar en futuros trabajos.

Finalmente se lograrían los siguientes resultados de simulación para unos valores determinados de los parámetros:

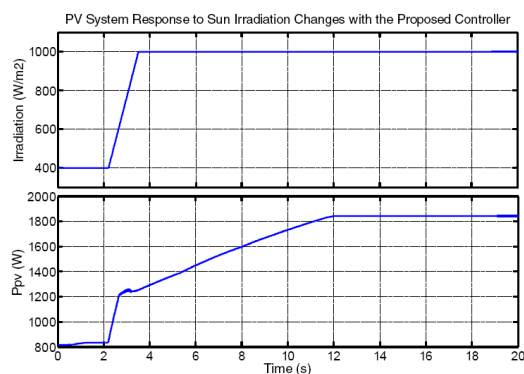


Figure 9. PV power response to sun irradiation changes with the proposed method ($n=19$, $m_1=1$, $m_2=2$, $k=10$)

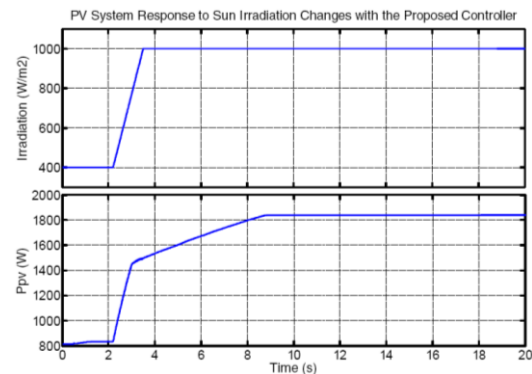


Figure 11. PV accumulated power changes and power ramp rate control signal ($n=19$, $m_1=1$, $m_2=2$, $k=5$)

Figura 16: potencia FV de salida aplicando el método Ramp-Rate Control Fuente: [18]

Mediante estas simulaciones, los autores del método nos presentan la siguiente tabla con los resultados:

TABLE II. PV RAMP RATE COMPARISON

Diagram	Control Methods	Control Parameters	First Segment Power Rise	Total Rising Time
Irradiation	—	—	—	1.3s
Fig.4	MPPT	$\Delta V = 0.02V$	100%	1.4s
	—	—		
Fig.9	MPPT	$\Delta V = 0.02V$	42%	9.8s
	PRRC ^a	$n = 19$ $k = 10$		
Fig.11	MPPT	$\Delta V = 0.02V$	65%	6.8s
	PRRC	$n = 19$ $k = 5$		
Fig.13	MPPT	$\Delta V = 0.02V$	32%	16.3s
	PRRC	$n = 29$ $k = 20$		

Figura 17: Tabla de resultados de las distintas simulaciones. Fuente: [18]

Los resultados de las simulaciones han mostrado la efectividad del método propuesto.

3.3.2.1.2. Método 2: con almacenamiento

El llamado Método 2 que se va a explicar y tratar de resumir de una manera clara y concisa, se trata de la propuesta presentado por la Universidad Pública de Navarra, la cual trata sobre los requerimientos de almacenamiento necesarios para el Power Ramp-Rate Control [19].

Los nuevos códigos de red requieren combinar los generadores FV con alguna forma de almacenamiento de energía con el fin de reducir la fluctuación de potencia a corto plazo. Este artículo propone un efectivo método con el fin de calcular, para cualquier tamaño de planta FV y para cualquier rampa máxima permisible, los requerimientos de máxima potencia y mínimo almacenamiento de energía

Los autores del método, sobre todo se han centrado en las fluctuaciones de potencia de menos de 10 minutos que son típicamente absorbidas por la red como fluctuaciones de frecuencia. Este tema, es de vital importancia en redes con altos ratios de penetración FV.

A diferencia del Método 1, el Método 2 utiliza la combinación entre generador FV y alguna tecnología de almacenamiento para poder extraer o añadir potencia de salida FV, con el fin de suavizar las componentes de alta frecuencia de la potencia FV. Es decir, que este método sería válido para limitar tanto rampas de subida como de bajada.

Pero no olvidemos, que aunque nos explique por encima como van a llevar a cabo el control de rampas, básicamente esta propuesta se centra en cómo calcular los requerimientos de máxima potencia y la mínima energía del almacenamiento. Para conseguir unas conclusiones que sirvan para cualquier tamaño de planta, este artículo ha utilizado 5 secciones de una planta FV total con potencias entre 0.55 kW y 11.5 MW. Esto hará posible estudiar la dependencia entre los requerimientos de almacenamiento y el tamaño de la potencia de la planta FV.

Además de esto, el artículo ha intentado también proponer un método que tenga independencia geográfica. Para ello, ha utilizado además de los datos 5 segundos de un año entero una planta, y los datos 1 segundos de otra planta FV localizada a más de 660 km de la otra.

En el estudio llevado a cabo, lo primero que hacen es definir los parámetros de fluctuaciones de potencia en el tiempo y de rampa máxima admisible:

- $\Delta P_{\Delta t}(t) \rightarrow$ Fluctuación de potencia $\rightarrow \Delta P_{\Delta t}(t) \frac{[P(t)-P(t-\Delta t)]}{P_*} \times 100(\%)$
- $P_* \rightarrow$ potencia del inversor
- $r \rightarrow$ rampa máxima admisible

Imponer una limitación típica de rampa del 10%/min, hace necesario recurrir a un sistema de almacenamiento de energía ESS (Energy Storage System). En este artículo, asumirán que el ESS es una batería, con el fin de hacer la presentación más fácil. Sin embargo, todo el análisis es igualmente válido para cualquier tecnología de almacenamiento ESS.

El artículo presenta de entrada como serían las fluctuaciones de potencia FV sin almacenamiento. A continuación, presentarán el modelo de Ramp-Rate Control que han aplicado y demostrarán la suavización de la fluctuación de potencia mediante almacenamiento de energía. El modelo de control utilizado, será un modelo básico de Ramp-Rate Control:

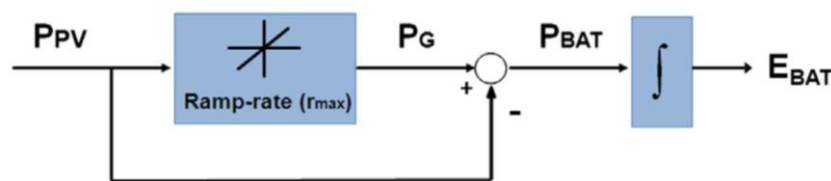


Figura 18: modelo del control Ramp-Rte Control. Fuente: [19]

- $P_{PV} \rightarrow$ Potencia FV.
- $P_G \rightarrow$ Potencia FV rampeada.
- $P_{BAT} \rightarrow$ Potencia saliente (+) o entrante (-) de la batería.
- $E_{BAT} \rightarrow$ La energía de la batería será la integral de la $P_{BAT}(t)$ durante el tiempo.

En un principio, el control intentará inyectar toda la potencia FV en la red, pero el control se activará cuando la máxima rampa admisible es sobrepasada. Así, la correspondiente potencia excedente o restante (cuando hay una bajada de rampa de potencia) en estos cortos periodos de tiempo será acumulada o cogida de la batería. Las simulaciones se harán para el caso más desfavorable, es decir, para un día de extremas fluctuaciones.

Una de las primeras conclusiones que sacan del estudio realizado, es que la dinámica de carga y descarga de la batería tiene una tendencia a descargar las baterías. Es decir, que aunque es intuitivo pensar que, como la aparición y desaparición de nubes es simétrica (ya que si una aparece en el campo FV, luego desaparece), la distribución de las fluctuaciones de potencia también lo sea. Pero esto no es así. Esto está relacionado a que lo normal es tener días claros con nubes y no días nublados con intervalos de sol.

Otra de las conclusiones importantes que se puede sacar de las simulaciones realizadas para distintos tamaños de plantas, es la siguiente: en lugar de distribuir los sistemas de almacenamiento para las plantas de energía individuales o secciones dentro de una planta de energía, parece más prudente agregar varias secciones o plantas de energía a un solo sistema de almacenamiento. Cuanto más grande es un sistema FV (más área de captadores), más inercia tiene y más compensación se produce, por lo que requerirá un porcentaje menor de almacenamiento respecto a su potencia total.

Por otra parte, el método desarrollado concluye que la energía que debe ser manejada en los sistemas de almacenamiento es muy baja, cercana al 0.3% de la energía total producida para una limitación de rampas del 10%/min para una planta de 0.5 MW.

Además de todo lo comentado hasta ahora, los autores han realizado las simulaciones considerando tres posibilidades de recarga de las baterías:

- Recarga al final del año.
- Recarga durante la noche.
- Recarga continua con control SOC (state of charge) a lo largo del día.

No vamos a entrar en detalles (ya que para más información se puede consultar en [19]), pero sí que es importante recalcar que estas acciones complementarias van encaminadas a reducir aún más el tamaño requerido de almacenamiento. Así, cuando es aplicado el control SOC (el cual según los autores es la alternativa más práctica), los requerimientos de la batería pasan a ser impuestos básicamente por la “peor fluctuación”.

Por último, los resultados presentados en este artículo indican que el tiempo en el que las fluctuaciones exceden la máxima rampa admisible es muy corto. En consecuencia a esto, podría ser necesario analizar posibles funciones auxiliares para que sean desarrolladas por los ESS (como por ejemplo, regulación de frecuencia o cambio de tiempo) para maximizar su valor en los sistemas FV.

3.3.2.1.3. Beacon

Siguiendo con la idea de la utilización de los ESS como posible solución para hacer frente a las fluctuaciones de potencia ocasionadas por las variaciones del recurso solar a corto plazo, vamos a hablar de la compañía estadounidense Beacon Power. Beacon Power es una compañía que se especializa en el almacenamiento de energía mediante volantes de inercia. Beacon diseña y desarrolla productos dirigidos a la regulación de frecuencia de utilidad para las operaciones de la red eléctrica.

Los volantes de inercia de Beacon, son ESS con rampas mucho más rápidas que la generación tradicional y por lo tanto, pueden ayudar a corregir las fluctuaciones de potencia con mucha mayor precisión y eficiencia. De hecho, los volantes Beacon pueden conseguir rampas hasta de su máxima potencia de manera casi instantánea.

Como hemos podido comprobar en la página web del fabricante [20], los productos del fabricante irían enfocados a tres tipos de aplicaciones: balance de energía de la red, integración de energías renovables en la red y redes aisladas e islas.



En el ámbito de la integración de la energía FV en la red, que es el tema que nos concierne en este TFM, los productos del fabricante estadounidense pueden ser una perfecta solución. La energía a partir del recurso solar, está sujeta a la interrupción repentina de las nubes que pasan. La gestión de esta variabilidad, tiene a muchos operadores de red en busca de herramientas para estabilizar la frecuencia y el voltaje. Con una rápida respuesta, los volantes duraderos de Beacon, pueden ser la solución perfecta para este tipo de aplicaciones de alta potencia, ya que pueden equilibrar al instante esta intermitencia de corto plazo, y así ayudar a restaurar la calidad de energía local o en toda la red.

Por otro lado, para ayudar en el balance de energía de la red eléctrica (variabilidad del recurso solar a largo plazo), Beacon Power también tiene soluciones de gran utilidad. Básicamente almacenan el exceso de potencia en volantes de inercia de hasta 1.300 kg de masa en las horas valle, para su posterior uso durante la demanda pico.

Según la información de la que hemos podido disponer, entre las plantas que tiene en operación la empresa en EE.UU, destaca la planta de Pennsylvania. Nos gustaría destacar una noticia del 18 de Septiembre del 2013, que dice que Beacon Power ha empezado a dar el primer servicio de regulación de frecuencia de 4 MW en su planta de Pennsylvania [21]. El resto de la planta de 20 MW entrará en servicio progresivamente hasta completarla en el segundo trimestre del 2014.

3.3.2.2. Nowcasting

Se puede decir que el nowcasting es simplemente la predicción meteorológica a un corto plazo de unas pocas horas. Hay referencias que la definen entre 0 y 3 horas y otras entre 0 y 6 horas. En cualquiera de los casos, no deja de ser una variable del forecasting meteorológico, pero que al predecir dentro de unas pocas horas de tiempo, posibilita predecir características individuales con una mayor precisión. Incluso el nowcasting, permite poder simular mediante modelos matemáticos, características tan pequeñas que de otra manera no podrían ser predichas o estudiadas.

Las empresas que se puedan dedicar al nowcasting, suelen ser las mismas que se dedican al forecasting, ya que los medios utilizados y los conocimientos y recursos de los que deben disponer dichas empresas son muy parecidos. Por eso, podríamos citar como ejemplos de empresas dedicadas a este tema las mismas que hemos citado en el Apartado 3.3.1.2.

Mercado:

De una manera resumida, podemos decir que el mercado actual no está preparado para dar este tipo de soluciones contra las variabilidades a corto plazo del recurso solar. Al ser un tema tan reciente, todavía está más en fase de investigación y de desarrollo de proyectos experimentales que de fabricación de productos reales. Hemos podido comprobar mediante las distintas páginas web de los fabricantes, que es un tema en el que están invirtiendo muchos recursos, ya que hoy en día no hay ninguna empresa que pueda garantizar una solución a este problema.

No hemos encontrado ningún tipo de producto que afirme en sus hojas de características que por ejemplo cumpla con un control de rampas de potencia. Sí que podemos decir, que algunos fabricantes de inversores ya están manos a la obra con el fin de conseguir un producto que pueda cumplir con los requerimientos de rampas de subida, pero todavía no hay ningún producto a la venta.

Resumen

Podemos decir que la madurez tanto normativa como tecnológica relacionada a los requerimientos de comportamientos frente a la variabilidad a corto plazo del recurso solar es muy baja.

Por una parte, la mayoría de los países no incluyen requerimientos de control de rampas en sus códigos de red. Sí que es verdad que cada vez más países están empezando a exigir unos requerimientos mínimos de almacenamiento con el fin de poder suavizar la variabilidad de la potencia inyectada a la red. Uno de los países que incluye estos requerimientos en su código de red es Puerto Rico.

Por otra parte, no hay mucha bibliografía ni hay estudios realizados en dicho tema. Es un tema tan reciente que todavía la comunidad académica no ha realizado muchos estudios ni propuestas. Hay que destacar que fuera de los métodos que hemos expuesto en el apartado de soluciones tecnológicas del Ramp-Rate Control, no hemos encontrado muchas más propuestas de este tipo. Aun así, hemos podido comprobar que es un tema de vital importancia de cara al futuro y que pensamos que va a requerir el esfuerzo de expertos del sector para finalmente poder dar solución a este tema.

Por último, subrayar que el mercado FV está desierto en cuanto a productos que garanticen un control de rampas de potencia. Es cierto que todavía son muy pocos los países que están exigiendo el citado control de rampas, por lo tanto, es evidente pensar que cuando empiecen a exigirlo, los fabricantes no tardaran mucho en sacar a la venta equipamientos capaces de cumplir con los requerimientos. Además de esto, las soluciones van a estar ligadas al almacenamiento, por esta razón, un rápido desarrollo de las empresas de tecnologías de almacenamiento ayudaría mucho a la evolución de todo el mercado FV.

3.4. DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD):

Problema o requerimiento:

El concepto de calidad de suministro ha quedado explicado en el Apartado 1.3 con todo tipo de detalles. Es un requerimiento fundamental en la mayoría de los códigos de red de los países, ya que es de vital importancia que la potencia inyectada en la red, venga del tipo de generador que venga, no ponga en peligro la calidad del suministro de la red. Uno de los parámetros que afecta a la distorsión de la forma de la onda es la distorsión armónica (THD). La distorsión armónica es la relación del valor eficaz de la suma de todas las componentes armónicas de la tensión respecto al valor eficaz de la componente fundamental.

Dependiendo de la magnitud de este fenómeno, se pueden dar efectos nocivos e ineficiencia en el sistema eléctrico de una instalación. En general, este fenómeno puede causar efectos negativos como el incremento de la corriente (la cual puede generar sobrecargas, calentamientos...), riesgos de resonancia, distorsión de la tensión...

Normativa:

Por lo general, las normativas o códigos de red no suelen tener ningún tipo de apartado especial para este tipo de parámetros tan específicos de la calidad del suministro. Pero sí que están requiriendo que se cumplan con unos mínimos, cada día más exigentes, de calidad de la potencia inyectada en general. Por lo tanto, se puede decir que aunque de manera indirecta, en la actualidad se exige una reducida emisión de distorsión armónica.

Soluciones tecnológicas:

Como en la mayoría de los casos, la solución viene dada por el inversor FV, ya que es el encargado de acondicionar e inyectar a la potencia a la red.

Por lo general, los fabricantes de inversores no suelen especificar en las hojas de características o en los folletos de los productos que soluciones optan para garantizar una mitigación armónica. Simplemente, se dedican a expresar que cumplen unos determinados valores. Aun así, por lo que hemos podido leer en las distintas bibliografías, podemos decir que la solución más utilizada es la de la utilización de filtros pasivos.

Mercado:

La mayoría de los fabricantes importantes de inversores FV en la actualidad garantizan unas determinadas bajas distorsiones armónicas en sus productos. Normalmente, suelen garantizar THD menores a unos valores con los que no tengan problema en cumplir con los requisitos de cualquier operador de red, país o región.

Fabricante: INGETEAM

Producto: Inversores solares Gama Ingecon

Modelo: Ingecon Sun PowerMax (275-1019 kW)



En la ficha técnica de este producto [11], podemos leer que nos garantiza unas emisiones de THD inferiores al 3%. No solo este modelo en concreto, sino que toda su gama de inversores Ingecon cumple con este requisito de que la distorsión armónica total sea inferior al 3%.

- **Certificación:** CE
- **Normas EMC y de Seguridad que cumple:** EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, FCC Part 15.
- **Normas de conexión a red que cumple:** BDEW MT, RD 661/2007, P.O.12.3, CEI 0-16, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, Allegato A70 TERNA, IEEE 1547, Arrêté 23-04-08

Fabricante: FRONIUS

Producto: Inversor FV

Modelo: Fronius IG TL (3 – 5 kW)



El fabricante Fronius, en su gama de inversores IG sin transformador con potencias entre 3 y 5 kW, garantiza un coeficiente de distorsión no lineal menor al 3% para 50 Hz y menor al 3.5% para 60 Hz.

- ***Certificados y cumplimiento de normas:*** DIN V VDE V 0126-1-1, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, UTE C15-712-1, EN 50438, G83, G59, C 10/11, CER 06-190, AS 4777-1, AS 4777-2, AS 4777-3

Resumen:

El problema de la distorsión armónica, podríamos atrevernos a decir que es un tema de fácil solución tecnológica, y por eso, podemos afirmar que el mercado FV está lo suficiente maduro para hacerle frente. Es verdad que hace unos años, puede que la mayoría de los inversores FV no tenían implantadas técnicas para poder controlar la inyección de corriente con componentes armónicas. Pero no era porque no tenían una solución tecnológica para este problema, más bien era porque no se exigía dicho requerimiento.

Como venimos comentando durante todo el TFM, cuando los ratios de penetración FV eran pequeños, los operadores de la red no se preocupaban de que los sistemas FV pudieran generar pequeñas perturbaciones en la red, ya que al ser un porcentaje muy pequeño frente a la red eléctrica, esta las absorbía sin mayores problemas.

Sin embargo, en la actualidad cumplir con pequeños requerimientos como el de la distorsión armónica son de vital importancia. Las empresas del sector, hace unos años que se dieron cuenta de esto y por esa razón, podemos decir que hoy en día el mercado de los inversores FV está totalmente preparado para dar estos servicios.

3.5. NO INYECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Problema o requerimiento:

Es uno de los requerimientos fundamentales de todas las normativas y códigos de red. Es un requerimiento un tanto lógico, ya que todas las redes eléctricas del mundo (exceptuando algunas redes subterráneas en islas) son de corriente alterna. Por lo tanto, el no obligar a los sistemas generadores a asegurar una inyección de corriente continua nula, podría acarrearles en graves problemas tanto como para la seguridad personal como para la fiabilidad de la red.

Normativa:

Todas las normativas exigen la no inyección de corriente continua. Lo destacable en este asunto es que cada país tiene sus criterios y habrá países que te obligarán a cumplir con ciertos requisitos y otros simplemente te pedirán que garantices dicho requerimiento con los medios que tú quieras. Con esto, queremos decir que hay países que obligarán a utilizar inversores FV con transformador para garantizar una seguridad personal y una no inyección de DC, mientras que otros menos conservadores, permitirán el uso de sistemas sin transformador. Es obvio que los países como Alemania e Italia que permiten el uso de inversores TL (transformerless), seguirán exigiendo un comportamiento adecuado del equipo en cuanto a seguridad personal y corriente continua.

En España por ejemplo, el Real Decreto 1699/2011 sobre “conexión de sistemas FV a red”, exige la obligatoriedad de que haya un transformador de baja frecuencia entre la instalación y la red. Sin embargo, en una “nota de interpretación técnica”, afirma que se permitirá eliminar el transformador, siempre que se cumpla con lo referente a aislamiento y seguridad personal del RBT (Reglamento de Baja Tensión) y la inyección de DC sea menor al 0.5% de la corriente nominal.

Soluciones tecnológicas:

Antiguamente, la solución más usada y la más extendida era la de utilizar inversores con transformador. Con el fin de proporcionar mayor seguridad personal al sistema y garantizar una mejor integración de los equipos en la red, se solía colocar un transformador entre la salida del convertidor y la red eléctrica. Esto nos proporcionaba las ventajas de tener un aislamiento galvánico y asegurar una inyección DC nula, pero a la vez, tenía las importantes desventajas del peso y el tamaño del transformador y sobre todo que nos encarecía el inversor considerablemente (20% del precio total de la etapa de conversión).

A raíz de estas importantes desventajas se empezaron a buscar alternativas que no pasarán por la obligatoriedad del uso del transformador y así aparecieron los inversores TL. La evolución tecnológica ha permitido eliminar un elemento tan aparatoso como el

transformador, sin dejar de ofrecer un comportamiento del equipo semejante al que se obtenía con el transformador.

Mercado:

En la actualidad, podemos encontrar en el mercado bien inversores con transformador como inversores TL. Sí que es verdad que la evolución del mercado en los últimos años ha ido claramente hacia los inversores TL, ya que nos ahorramos un elemento tan caro y aparatoso como es el transformador, mientras nos sigue ofreciendo los mismos servicios que los que tienen transformador.

Hay fabricantes como SMA, que ante la variedad normativa que hay en el ámbito del aislamiento galvánico, lo que tiene es un amplio abanico de productos que disponen de certificaciones específicas para cada país. La gama Sunny Boy de SMA, nos servirá como ejemplo:

Fabricante: SMA

Producto: Inversor FV

Modelo: Sunny Boy 3000TL



El inversor Sunny Boy 3000TL es un inversor sin transformador de 3 kW [22]. Este producto, se podrá instalar en todos los países que permitan el uso de inversores sin transformadores ya que garantiza una seguridad personal y una no inyección de DC. Pero el fabricante alemán, no quiere cerrar las puertas de ningún país a este producto, y por eso, posee certificaciones específicas para los países como España que exigen que

los convertidores que prescinden del uso del transformador garanticen una inyección de DC menor al 0.5% [23]. Todas estas certificaciones, las podemos encontrar en la página web del fabricante. Además de esto, oferta certificaciones a petición.

- **Certificaciones y autorizaciones (otras a petición):** AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA, NRS 097-2-1, PEA, PCC, PPDS, RD 1699, RD 661, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDO 126-1-1

Fabricante: SMA

Producto: Inversor FV con transformador

Modelo: Sunny Boy 2500HF



Dentro de su misma gama, SMA también posee inversores con transformadores de alta frecuencia [24]. Este producto, aunque disponga de transformador y esto ya nos garantice una separación galvánica, que a su vez nos garantiza seguridad y no inyección de DC, posee un documento que demuestra que cumple con estos requisitos [25]. Es decir, que tienen que pasar unos determinados test para probar su correcto comportamiento.

- ***Certificaciones y autorizaciones (otras a petición):*** CE, VDE 0126-1-1, Enel-GUIDA Ed. 1.1, RD 1663, G83/1-1, PCC, AS4777, UTE C 15-712-1, EN 50438, C10/C11, PPDS

Resumen:

Aun así, la mayoría de fabricantes tratan de tener una amplia gama de productos en las que tengan inversores de los dos tipos, ya que hasta que no se llegue a una normalización normativa internacional, tienen que disponer de productos aptos para cualquier tipo de normativa.

4. Conclusiones

Por una parte, hemos podido comprobar que la generación distribuida basada en fuentes de energía renovables, está teniendo un incremento estable de penetración en la red eléctrica. Se está desarrollando un nuevo modelo energético a nivel mundial en el que la generación FV tiene un gran potencial para contribuir al futuro sostenible de la generación eléctrica.

Sin embargo, no podemos dejar que este incremento de la penetración de la generación FV, pueda producir un deterioro en la red. Garantizar una calidad de suministro que básicamente cumpla con una continuidad de la alimentación y una calidad de la onda de tensión, es un aspecto crucial para el futuro desarrollo del sector.

Uno de los mayores problemas del sistema eléctrico es que requiere de un equilibrio perfecto entre generación y consumo. Esto le añade mucha complejidad al sistema y crea una necesidad de regulación de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica. Durante el TFM, hemos visto que por norma general, el control de la tensión se efectuará mediante técnicas que usan la energía reactiva y el control de la frecuencia mediante la potencia activa.

El problema del desequilibrio entre generación y consumo, se evitaría con el almacenamiento. Sin embargo, a día de hoy no existen medios rentables y eficientes de almacenamiento de grandes cantidades de energía.

Como hemos podido ver durante el TFM, uno de los retos más importantes que tiene la FV a día de hoy es la integración en la red de dicha energía. Las primeras aplicaciones de la FV siempre habían ido más encaminadas a pequeñas aplicaciones de autoconsumo o de instalaciones aisladas de la red. En la actualidad, vemos que su mayor potencial está en los sistemas a gran escala conectados a red.

El hecho de que esta potencia FV se esté integrando cada vez en mayores cantidades en la red eléctrica, está obligando a los operadores de la red a exigir que cumplan con unos requerimientos cada día más exigentes.

El desigual desarrollo de la FV país a país, está creando una variedad y una multitud de normativas y requerimientos que está dificultando el desarrollo tecnológico del sector. Un marco regulatorio inestable y disperso, es una de las mayores barreras con las que se puede encontrar un sector en pleno desarrollo.

Por lo tanto, una fuerte armonización mundial es de vital importancia para poder alcanzar un desarrollo fuerte, tanto tecnológicamente como en el ámbito de la regulación mediante las normativas.

Después de analizar los códigos de red de los países FV más desarrollados a nivel mundial, hemos podido comprobar que cada vez son más exigentes con los sistemas FV, que todos coinciden en unos requerimientos básicos de regulación, pero que existe

una gran diversidad en cuanto a métodos utilizados o parámetros específicos exigidos de un país a otro.

Alemania, es el país que está marcando el camino en Europa, ya que es el país que mayores inversiones ha llevado a cabo en el sector de la Fv en los últimos años, y normativamente también, es uno de los países más activos a nivel mundial. Muchos países europeos, están cogiendo como referencia el nuevo código de red alemán para la regulación de los sistemas FV conectados a red, sobre todo en el ámbito de la conexión a las redes de BT y MT.

Por lo tanto, es urgente una normalización y armonización mundial del sector, y en esto han empezado a trabajar varios proyectos a nivel europeo. El objetivo de estos proyectos es lograr unos requerimientos conjuntos y así, afianzar el desarrollo tecnológico conjunto del sector.

Los sistemas FV conectados a red, tienen como tarea apoyar la operación y la estabilidad de la red, y para ello, existen unos requerimientos actuales que por norma general se exigen en todos los códigos de red y son los siguientes: regulación de la tensión, regulación de la frecuencia, control frecuencia-potencia activa, comportamiento ante huecos, protección anti-isla y calidad de suministro.

En la operación de un generador FV, el inversor juega un papel imprescindible en los parámetros de calidad de suministro y es el encargado de realizar muchos de los requerimientos que hemos comentado en el TFM.

En el TFM, hemos realizado un estudio del desarrollo tecnológico y para ello, hemos estudiado a fondo el mercado actual teniendo en cuenta los distintos requerimientos y comportamientos que exigen las normativas vigentes.

Para poder ver de una forma clara y esquemática las conclusiones que hemos sacado de dicho estudio, hemos elaborado una tabla en la que se resume la situación actual para cada requerimiento entre normativas, soluciones tecnológicas, madurez del mercado y productos reales disponibles.

Requerimiento		Normativas	Solución tecnológica		Mercado		Estado General	
					Descripción	Descripción	Productos / Empresas	
ANTI-ISLA		La mayoría de los países, por no decir todos, exigen protección anti-isla a los sistemas FV. Hay mucha variedad de lo que se le llama a las técnicas de protección anti-isla que exigen los países. Hay países como Alemania y Austria que exigen un sofisticado sistema de monitorización basado en la impedancia de la red. Otras normativas no hablan de métodos en concreto, pero exigen una correcta detección y protección.	Inversores FV anti-isla		Es una tecnología madura y los inversores anti-isla están basados en la tecnología de conexión a red, y se caracterizan por disponer además de métodos de protección pasivos basados en sub/sobre tensiones y frecuencias, de métodos activos de detección y desconexión en caso de caída de red.	Todos los fabricantes importantes disponen de inversores anti-isla. De hecho, el mercado es tan maduro que muchos fabricantes, aseguran una protección anti-isla según normativa local. Es decir, tiene modernos y polivalentes inversores que ofrecen un servicio personalizado al cliente, se amoldan a lo exigido en cada lugar.	- Power One Aurora Ultra 1050.0-TL-OUTD - Ingeteam Ingecon Sun 1 Play	
HUECOS DE TENSIÓN		Al igual que con el comportamiento anti-isla, la mayoría de los países exigen a los sistemas FV que aguanten sin desconexión ante unos huecos de tensión de unos parámetros determinados. Las normativas, básicamente describen la gráfica tensión (pu) - tiempo admisible (seg) llamada Fault-Through-Ride en las que se establecen las profundidades de huecos y tiempos de desconexión que los generadores tienen que soportar sin desconexión. Existe una variedad enorme entre las gráficas de unos países a otros.	Inversores FV		El inversor (mediante su sistema de monitorización) detecta unos parámetros de red que le hacen conocer de la existencia de un hueco de tensión. Al detectar dicha condición de hueco, el inversor entra en el modo LVMT (Low Voltage Ride Through) y entonces, en función de la normativa aplicable, se fijan las consiguas de potencia reactiva y activa que correspondan. Durante un hueco, el inversor deberá ser capaz de inyectar potencia reactiva a la red	Disponemos en el mercado de inversores de distintas características y fabricantes, con una tecnología madura y contrastada en el ámbito del comportamiento ante huecos. Los fabricantes, tiene el hándicap de tener que adaptar sus productos para poder cumplir con la gran variedad de normativas ante huecos de los distintos países.	- Power One Aurora Ultra 1050.0-TL-OUTD - Ingeteam Ingecon Sun Power Max	
VARIABILIDAD DEL RECURSO SOLAR	A LARGO PLAZO	Todos los códigos de red de los países más desarrollados en cuanto a integración FV a la red exigen unos requerimientos de continuidad de suministro, fiabilidad de la red y regulación primaria de la misma. El problema de la variabilidad del recurso solar a largo plazo, afecta directamente a estas nuevas exigencias y por lo tanto, están obligando a la comunidad científica y al mercado FV a trabajar en la búsqueda de soluciones. Hay que destacar que las normativas y los países son muy exigentes con las energías renovables y les están exigiendo comportamientos parecidos a los sistemas de generación convencionales de combustibles fósiles. En definitiva, en futuro se les va a exigir que mediante un recurso energético variable y aleatorio, puedan dar una repuesta igual a los sistemas de generación convencionales.	Inversor + batería		Lo más fácil y lógico, sería que los usuarios de sistemas FV, instalaran una batería para dar soporte a su instalación FV y mediante el inversor, gestionar de manera eficiente la energía. Así pues, hay fabricantes que están sacando a la luz productos que se basan en la combinación entre inversor FV y una batería de almacenamiento. Por ejemplo, el Sunny Boy Smart Energy de SMA y el Fronius Symo Hybrid.	A día de hoy, los fabricantes FV no tienen disponibles a la venta los productos híbridos que hemos comentado. Parece ser que ambos fabricantes podrían tener sus productos a la venta a finales del 2014, pero dependen de organismos exteriores para las certificaciones de los productos. Por otro lado, el mercado sí que dispone de inversores y baterías por separado para poder dar solución al problema mediante una instalación conjunta.		
			Forecasting		Está solución, se basa en la predicción, estimación y análisis de eventos cuyos resultados reales aún no han sido observados. El forecasting enfocado hacia la predicción de fluctuaciones del recurso solar, consiste en la estimación de las variables de interés en una fecha futura determinada de más o menos un día. Es decir, intenta predecir las condiciones meteorológicas de un día para otro.	Hay empresas que se dedican a dar este tipo de servicios de predicción de fluctuaciones. Aun así, podemos decir que no son muy abundantes y que todavía tienen que desarrollarse tecnológicamente.	- Meteorológica - Sun2Market	
	A CORTO PLAZO	Todos los códigos de red a nivel mundial exigen unos requerimientos de control de la frecuencia y de la potencia activa inyectada a la red. Pero además de esto, algunos países como Puerto Rico están yendo más lejos y han empezado a exigir un control de las rampas de potencia de salida.	Ramp-Rate Control	Método sin almacenamiento	Los métodos sin almacenamiento utilizan un método basado en la limitación de la generación FV real, mediante algoritmos que llevan la tensión del terminal DC hacia la dirección contraria al MPPT cuando la rampa de la potencia es mayor que un umbral. Por lo tanto, este método solo es válido para controlar rampas de subida.	Este método solo ha sido simulado. Asíque, como aún no ha sido introducido en la red eléctrica, no está validado.		
		Las rápidas variabilidades del recurso solar, crean unas fluctuaciones de potencia de salida FV que se están empezando a limitar mediante la imposición de rampas máximas admisibles por minuto a las plantas FV conectadas a su red eléctrica.		Método con almacenamiento	Los métodos con almacenamiento, combinan los generadores FV con alguna forma de almacenamiento de energía con el fin de reducir la fluctuación de potencia a corto plazo. El método analizado, es válido tanto para suavizar rampas de subida como de bajada, ya que puede extraer o añadir potencia de salida mediante el almacenamiento. En estos métodos, será muy importante calcular los requerimientos de máxima potencia y mínima energía del almacenamiento.	Estos métodos todavía se están desarrollando a nivel experimental, pero parece que pueden ser los que mejor encaminados van de cara a dar una solución a dicho problema. Por lo tanto, no tardaremos mucho en disponer en el mercado de este tipo de soluciones.		
		La instalación FV debe de ser capaz de controlar el rango de cambio de potencia de salida durante ciertas circunstancias como por ejemplo, ante un incremento de la potencia o ante una disminución de la misma.		Beacon Power	Podemos meterlo dentro de los métodos que utilizan almacenamiento. Beacon Power es una compañía que se especializa en el almacenamiento de energía mediante volantes de inercia. Por lo tanto, es una buena solución tecnológica para todos aquellos que quieran desarrollar métodos de control de rampas de potencia mediante almacenamiento.	Beacon Power, dispone de un amplio abanico de productos tanto para el balance de energía de la red, como para integración en la red de las energías renovables como para redes aisladas e islas. Dispone de varias plantas operativas en EE.UU., pero destaca la planta de Pennsylvania, que está dando un servicio de regulación de frecuencia.	- Beacon Power	
		En la actualidad, solo Puerto Rico exige un control de rampas con una limitación del 10%. Además de la PREPA, algunos códigos de red están empezando a exigir combinaciones entre los generadores FV y alguna forma de almacenamiento de energía con el fin de reducir la fluctuación de potencia a corto plazo.	Nowcasting		Es la predicción meteorológica a un corto plazo de unas pocas horas. No deja de ser una variable del forecasting meteorológico, pero al predecir dentro de unas pocas horas de tiempo, posibilita predecir características individuales con una mayor precisión.	Las empresas que se puedan dedicar al nowcasting, suelen ser las mismas que se dedican al forecasting, ya que los medios utilizados y los conocimientos y recursos de los que deben disponer dichas empresas son muy parecidos.	- Meteorológica - Sun2Market	
DISTORSIÓN ARMÓNICA		Por lo general, las normativas o códigos de red no suelen tener ningún tipo de apartado especial para este tipo de parámetros tan específicos de la calidad del suministro. Pero sí que están requiriendo que se cumplan con unos mínimos, cada día más exigentes, de calidad de la potencia inyectada en general. Por lo tanto, se puede decir que aunque de manera indirecta, en la actualidad se exige una reducida emisión de distorsión armónica.	Inversor		Por lo general, los fabricantes de inversores no suelen especificar en las hojas de características o en los folletos de los productos que soluciones optan para garantizar una mitigación armónica. Simplemente, se dedican a expresar que cumplen unos determinados valores. Aun así, por lo que hemos podido leer en las distintas bibliografías, podemos decir que la solución más utilizada es la de la utilización de filtros pasivos.	La mayoría de los fabricantes importantes de inversores FV en la actualidad garantizan unas determinadas bajas distorsiones armónicas en sus productos. Normalmente, suelen garantizar THD menores a unos valores con los que no tengan problema en cumplir con los requisitos de cualquier operador de red, país o región.	- Ingeteam Ingecon Sun PowerMax - Fronius IG TL	
NO INYECCIÓN DC		Todas las normativas exigen la no inyección de corriente continua. Lo destacable en este asunto es que cada país tiene sus criterios y habrá países que te obligarán a cumplir con ciertos requisitos y otros simplemente te pedirán que garantices dicho requerimiento con los medios que tú quieras. Con esto, queremos decir que hay países que obligarán a utilizar inversores FV con transformador para garantizar una seguridad personal y una no inyección de DC, mientras que otros menos conservadores, permitirán el uso de sistemas sin transformador.	Inversores con transformador		Los inversores con transformador, nos proporcionan las ventajas de tener un aislamiento galvánico y asegurar una inyección DC nula. Sin embargo, tiene las importantes desventajas del peso y el tamaño del transformador, además de que aumenta considerablemente el precio.	Los inversores TL son los dominadores del mercado hoy en día, ya que ofrecen los mismos servicios que los inversores con transformador a un menor precio y tamaño. Todos los fabricantes disponen de ellos en entre sus productos.	- SMA Sunny Boy 2500HF	
		Inversores TL		La evolución tecnológica, ha permitido eliminar un elemento tan aparatoso como el transformador, sin dejar de ofrecer un comportamiento del equipo semejante al que se obtenía con el transformador. Es decir, estos inversores siguen asegurando una seguridad personal y garantizan una no inyección de DC.	Aunque la evolución del mercado haya ido claramente hacia los inversores TL, casi todos los fabricantes siguen teniendo inversores con transformador, ya que todavía se pueden encontrar normativas que obligan a usar este tipo de inversores.	- SMA Sunny Boy 3000 TL		

5. Bibliografía

- [1] EPIA, “GLOBAL MARKET OUTLOOK,” 2013.
- [2] M. S. Badía, J. Francisco, S. Osorio, M. C. Vitales, J. Manuel, and P. Buil, “Integración de energías renovables para la mejora de la calidad y la seguridad del suministro eléctrico,” 2011.
- [3] R. Gonzalez, “Islanding,” in *Sistemas FV II*, 2013.
- [4] Beñat De Carlos Iparragirre “Evolución y tendencia de la normativa internacional para la integración en red de sistemas fotovoltaicos”, 2014.
- [5] “CENELEC.” www.cenelec.eu.
- [6] “DelLab.” www.der-lab.net.
- [7] DerLab, “Utility-scale PV systems : grid connection requirements , test procedures and European harmonisation,” pp. 132–136, 2008.
- [8] Power one, “AURORA ULTRA 700.0-TL.” www.power-one.com 2014.
- [9] Ingeteam, “INGETEAM INGECON SUNPLAY1 Hoja características.” 2014.
- [10] Red Eléctrica Española, *P.O.12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial*.
- [11] Ingeteam, “INGETEAM INGECON POWERMAX Hoja características.” 2014.
- [12] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, and K. Nakamura, “Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator With Electric Double-Layer Capacitor,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 465–473, Jun. 2009.
- [13] D. S. Pablo Diaz, Rafael Peña, Carlos A. Arias, “ESTUDIO DE CAMPO DE LA GENERACIÓN HÍBRIDA DIESEL / RENOVABLE PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL,” *IV Conf. Lat. Am. Energía Sol. (IV ISES_CLA)*, 2010.
- [14] M. Jorge, D. Rodríguez, I. Luis, P. Fernández, P. D. Aldo, and P. García, “SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGÍA UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR HYBRID POWER SYSTEM USING SOLAR ENERGY AND,” *Lámpsakos N°* 7, pp. 69–77, 2012.
- [15] SMA. “SMA lanza al mercado el Sunny Boy Smart Energy , con almacenamiento integrado,” www.sma-iberica.com, 2014.
- [16] Fronius, “FRONIUS SYMO HYBRID Hoja características.” 2014.

- [17] PREPA, “MINIMUM TECHNICAL REQUIREMENTS FOR INTERCONNECTION OF PHOTOVOLTAIC (PV) FACILITIES,” pp. 1–7, 2012.
- [18] T. K. Saha and R. Yan, “Power ramp rate control for grid connected photovoltaic system,” *2010 Conf. Proc. IPEC*, pp. 83–88, Oct. 2010.
- [19] J. Marcos, O. Storkel, L. Marroyo, M. Garcia, and E. Lorenzo, “Storage requirements for PV power ramp-rate control,” *Sol. Energy*, vol. 99, pp. 28–35, Jan. 2014.
- [20] “Beacon Power.” www.beaconpower.com.
- [21] Beacon Power, “Beacon Power LLC Begins Commercial Operation at Flywheel Energy Storage Plant in Pennsylvania,” 2014.
- [22] SMA, “SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL. Hoja de características”.
- [23] SMA, “Certificado de conformidad No inyección DC SMA Sunny Boy,”. Available: <http://files.sma.de/dl/1369/SBTL-TLST-ZE-DoC-DCI-es-10.pdf>.
- [24] SMA, “SUNNY BOY 2000HF / 2500HF / 3000HF. Hoja de características”.
- [25] SMA, “Test separación galvánica SMA Sunny Boy HF,” 2012.
- [26] J.C. Hernandez, A. Medina, “Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro,” *Sumultán N°23*, 2006.
- [27] University of Queensland, Australia, “Impact of Large Scale Photovoltaic System on Static Voltage Stability in Sub-Transmission Network,” 2013.
- [28] Aalborg University, Denmark, “Improved Voltage Regulation Strategies by PV Inverters in LV Rural Networks” *IEEE*, 2012.
- [29] “Review of International Standards for Grid Connected Photovoltaic Systems”.
- [30] Sunrise Project, “Recommendations for unified technical regulations for grid connected PV systems”.
- [31] Michael R. Behnke, “Impact of grid codes on large scale photovoltaic power plant development”, *P.P. BEW Engineering, Inc. San Ramon, CA*, 2009.
- [32] E. Troester, “New German Grid Codes for connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid”, 2009.
- [33] “German Guidelines and Laws for PV Grid Integration”, 2011.

- [34] Red Eléctrica Española, “P.O.12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” *Septiembre 2010*.
- [35] Naoto Kakimoto, “Ramp-Rate Control of Photovoltaic Generator with Electric Double-Layer Capacitor. ,” *IEEE transactions on energy conversion*, vol 24, no2, *June 2009*.